

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы	
<b>«ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПОГРУЖНЫХ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ».</b>	

УДК 622.276.53

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3В	Багакашвили Зелимхан Робизонович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кочеткова Ольга Петровна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**Планируемые результаты обучения**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
Р1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
Р2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
Р3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
Р4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
Р5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
Р6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
Р8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P10	Планировать, проводить, анализировать, Обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК- 22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК- 27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-е)

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования «**НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ**  
**ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**»

Школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3В	Багакашвили Зелимхан Робизонович

Тема работы:

<b>«ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПОГРУЖНЫХ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ.</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	22.02.2018г. 1220/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2018г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Научная литература, статьи журналов, патенты, учебники
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Внедрение энергоэффективных установок электроцентробежных насосов 2. Применение энергоэффективного оборудования в установках электроцентробежных насосов 3. Целесообразность применения двухсторонних систем установок электроцентробежных насосов 4. Методика расчета затрат на эксплуатацию скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса. 5. Социальная ответственность в организации работ при

	обслуживании скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов
<b>Перечень графического материала</b>	<p>Рисунок 1 – Результаты эксплуатации энергоэффективных установок электроцентробежных насосов</p> <p>Рисунок 2 – Сравнение стоимости владения в течении двух лет энергоэффективной и серийной установки электроцентробежного насоса</p> <p>Рисунок 3 – Закуп оборудования и услуг с учетом критерия энергоэффективности</p> <p>Рисунок 4 – Актуальность внедрения штангового насоса</p> <p>Рисунок 5 – Сравнение потребления электроэнергии установками электроцентробежных насосов с насосом непрерывной двойной подачи</p> <p>Рисунок 6 – Затраты на приобретение энергоэффективных установок электроцентробежных насосов</p> <p>Рисунок 7 – Снижение затрат на электроэнергию при эксплуатации установки электроцентробежного насоса</p> <p>Рисунок 8 – Экономический эффект от внедрения энергоэффективных установок за срок эксплуатации 1 год</p> <p>Рисунок 9 – Установка электроцентробежного насоса и составляющее оборудование</p> <p>Рисунок 10 – Распределение числа смонтированных систем закачивания Schlumberger с двумя насосами различных видов</p> <p>Рисунок 11 – Технологическая схема одновременно-раздельной эксплуатации с применением двух установок электроцентробежных насосов</p> <p>Рисунок 12 – Фактическая компоновка системы закачивания для пилотного проекта одновременно - раздельной эксплуатации</p> <p>Рисунок 13 – Напорно-расходная характеристика и расчетная рабочая точка верхней установки</p> <p>Рисунок 14 – Напорно-расходная характеристика и расчетная рабочая точка нижней установки</p> <p>Рисунок 15 – Заводское заполнение маслом погружного электродвигателя REDA Maximus с транспортировочным компенсатором</p> <p>Рисунок 16 – Расчет трубных нагрузок в пакете TDAS</p> <p>Рисунок 17 – Муфтовый кабельный протектор с двумя</p>

	<p>слотами</p> <p>Рисунок 18 – Структура фонда добывающих скважин по способу эксплуатации и фонда скважин по производительности</p> <p>Рисунок 19 – Потери мощности в кабельной линии в зависимости от производительности установки электроцентробежного насоса</p> <p>Рисунок 20 – Изменение потерь мощности в кабельной линии при одинаковом рабочем токе, кВт</p> <p>Рисунок 21 – Потенциал снижения потерь при внедрении кабельной линии с площадью сечения жил 42,2 мм<sup>2</sup></p> <p>Рисунок 22 - Схема 2-УЭЦН для ОРЗ и распределение давлений по глубине нагнетательной скважины</p>
--	--

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент
Социальная ответственность	Абраменко Никита Сергеевич, ассистент

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Кочеткова Ольга Петровна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б3В	Багакашвили Зелимхан Робизонович		

# ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3В	Багакашвили Зелимхан Робизонович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	онд
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Мероприятия, по расчету эксплуатации скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса в течении года, проведенные аддитивным способом и экспериментальным.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Определить затраты на эксплуатацию скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса, в которую входят капитальные затраты, затраты на проведение ремонта, затраты на потребляемую мощность.
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчеты экономической эффективности позволяют определить все затраты и произвести сравнение результатов и сделать вывод.

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3В	Багакашвили Зелимхан Робизонович		



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б43Т	Новикову Александру Александровичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Характеристика объекта исследования ( вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Под рабочей зоной принимаем скважины, оборудованные установками электроцентробежных насосов и другими материально – техническими средствами труда, где постоянно или периодически находится рабочий (рабочие), обслуживающие данные скважины .</p> <p>При выполнении работ при обслуживании скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</p>
---	--

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Производственная безопасность</b> 1.1 Анализ выявленных вредных факторов при обслуживании скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.</p>	<p>При выполнении работ по обслуживанию скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда. К таким факторам можно отнести:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>–неудовлетворительные климатические условия на открытом воздухе;</li> <li>– утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу;</li> <li>– повышенный уровень шума и вибрации;</li> <li>– повышенная загазованность рабочей зоны;</li> </ul>
--	---

<p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при обслуживании скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.</p>	<p>При выполнении работ по обслуживанию скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– опасность механических повреждений;</li> <li>–пожарная опасность и электроопасность.</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>При выполнении работ по обслуживанию скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов будет оказываться негативное воздействие на:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– окружающую среду;</li> <li>– атмосферу воздуха;</li> <li>– поверхностные и подземные воды.</li> </ul>

<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	Чрезвычайные ситуации могут возникнуть:
	При выполнении работ по обслуживанию скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов чрезвычайные ситуации могут вызвать: – пожары и спонтанные взрывы;
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	1) ГОСТ 12.1.005–88 Общие санитарно гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. 2) ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Система стандартов безопасности труда. 3) ГОСТ 12.2.003–91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности. 4) ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. 5) ГОСТ 12.1.003- 83 Шум. Общие требования безопасности. 6) ФЗ № 197 от 29.06.2015 «Трудовой кодекс». 7) ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2БЗВ	Багакашвили Зелимхан Робизонович		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования бакалавр

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2018г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Внедрение энергоэффективных установок электроцентробежных насосов	
	Применение энеергоэффективного оборудования в установках электроцентробежных насосов	
	Целесообразность применения двухсторонних систем установок электроцентробежных насосов	
	Методика расчета затрат на эксплуатацию скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса	
	Социальная ответственность в организации работ при обслуживании скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов	
	Заключение	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кочеткова Ольга Петровна	.		

**СОГЛАСОВАНО:**

<b>Руководитель ООП</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна.			

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 95 страницы, 7 таблиц, 22 рисунка, 8 источников. Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса; электроцентробежный насос; погружной электродвигатель; вентильный электродвигатель; энерготехнологический комплекс; электромагнитная совместимость; коэффициент полезного действия; наработка на отказ; насосно-компрессорные трубы; зона свободного притока; электротехнический комплекс; трансформаторная подстанция; одновременно-раздельная добыча; одновременно – раздельная закачка. Объектом исследования является установка электроцентробежных насосов. Цель работы – рассмотреть и проанализировать методы по повышению энергоэффективности установки электроцентробежного насоса, современное оборудование, установленное в установки. Увидеть перспективы при переходе на энергоэффективное оборудование и учесть все отрицательные факторы, которые будут преследовать предприятия, работающие в этом направлении. В результате исследования сделан вывод о повышении энергоэффективности установок электроцентробежных насосов и о целесообразности их применения в добычи нефти. Проанализированы методы расчета энергоэффективности установок. Методология проведения работ включает в себя мероприятия по развитию электротехнического комплекса (ЭТК) благоприятствуют сбережению электроэнергии за счет повышения энергетических показателей комплексов, к которым следует отнести: – Модернизация оборудования; 2 – Оптимизация функциональных характеристик и режимов работы, за счет чего повысится добывные возможности скважины, а также долговечность и надежность. Область применения: установки электроцентробежных насосов предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ, механические примеси.

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ВЭД – вентильный электродвигатель;

ЭТК – энерготехнологический комплекс;

ЭМС – электромагнитная совместимость;

КПД – коэффициент полезного действия;

ННО – наработка на отказ;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ЗСП – зона свободного перетока;

ЭТК – электротехнический комплекс;

КЛ – кабельная линия;

СУ – станция управления;

ЧРП – частотно регулируемый привод;

ПУ – предвключенное устройство;

ОПИ – опытно - промышленные исследования;

ГЖС – газожидкостная смесь;

ТП – трансформаторная подстанция;

КТПН – комплектная трансформаторная подстанция для погружных насосов;

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация;

ОРД – одновременно- раздельная добыча;

ОРЗ – одновременно – раздельная закачка.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВЕДЕНИЕ.....	17
1. ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ.....	18
1.1 Энергоэффективные установки электроцентробежных насосов для добычи нефти.....	18
1.2 Прогнозирование энергоэффективности установок электроцентробежных насосов.....	36
2. ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСТАНОВКАХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ.....	37
2.1 Оборудование установки электроцентробежного насоса.....	42
2.2 Повышение эффективности эксплуатации путем внедрения системы одновременно-раздельной эксплуатации с двумя установками электроцентробежных насосов.....	45
2.3 Мировой опыт внедрения компоновок с двумя установками электроцентробежных насосов.....	47
2.4 Выбор компоновки систем одновременно- раздельной эксплуатации .....	48
2.5 Монтаж, вывод на режим и эксплуатация.....	54
2.6 Анализ применения различных станций управления установками электроцентробежных насосов.....	54
2.6.1 Станция управления с прямым и плавным пуском.....	55
2.6.2 Станция управления с прямым и плавным пуском "Борец", "Axiom" .....	55
2.6.3 Станция управления с частотным регулированием.....	56
2.6.4 Станция управления с частотным регулированием вентильного электродвигателя .....	57
2.6.5 Универсальная станция управления.....	58



2.7 Анализ первых результатов испытания кабеля сечением 42 мм <sup>2</sup> для снижения тепловых потерь в скважинах.....	58
3.Целесообразность применения двухсторонних систем установки электроцентробежного насоса.....	63
3.1 Двухсторонняя установка электроцентрабежного насоса при одновременно-раздельной добычи.....	64
3.2 Двухсторонняя установка электроцентрабежного насоса при одновременно-раздельной закачки.....	65
4. Методика расчета затрат на эксплуатацию скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса.....	68
4.1 Расчет суммы затрат эксплуатации скважины.....	69
5. Социальная ответственность в организации работ при обслуживании скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.....	73
5.1производственная безопасность .....	74
5.1.1Анализ выявленных вредных факторов при обслуживании скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.....	75
5.1.2 анализ выявленных опасных факторов при обслуживании скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.....	75
5.2 экологическая безопасность.....	78
5.3 безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	89
5.4 правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	85
Заключение.....	87
Обзор литературы.....	89

## ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатация нефтяных скважин и добыча нефти при помощи установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) наиболее распространенная технология на российском рынке нефтедобычи. При помощи установок электроцентробежных насосов в Западной Сибири добывается наибольшее количество нефти и поэтому на сегодняшний день ведутся работы и мероприятия по повышению энергоэффективности оборудования. Основной показатель это уменьшение потребления количества энергии за счет повышения энергетических показателей комплексов, к которым относится как модернизация оборудования и грамотный ее подбор, так и оптимизация режимов работы. Одними из главных задач в сфере электроснабжения являются повышение качества электроэнергии и подбор совместимого оборудования подключенного к одной электрической сети. Колоссальные работы ведутся в этом направлении с целью разработки и усовершенствования электротехнического оборудования, которое улучшит электросбережение и повысит энергоэффективность. При грамотном подборе УЭЦН имеется возможность подстраиваться под любые скважинные параметры и формировать различные условия добычи нефти, а также подбирать оборудование с максимальным КПД. Современными компаниями ведется разработка различных комплектаций оборудования установки электроцентробежного насоса, цель которых повысить КПД и их надежность. Использование энергоэффективного оборудования дает ряд преимуществ для всей УЭЦН в целом, так как снижается энергопотребление во всех ее узлах, а вследствие уменьшение на них нагрузки и их нагрева. Соответственно надежность и время эксплуатации увеличивается. 4 Цель данной работы рассмотреть и проанализировать методы по повышению энергоэффективности установки электроцентробежного насоса.

## **Объект и методы исследования**

### **ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ**

#### **1.1 Энергоэффективные установки электроцентробежных насосов для добычи нефти**

Повышение энергоэффективности деятельности предприятий по нефтедобычи реализуется посредством технических и организационно – управленческих мероприятий. При этом достаточно значимое место занимают вопросы развития электротехнических комплексов, которые применяются в технологической структуре нефтедобычи.

Мероприятия по развитию электротехнического комплекса (ЭТК) благоприятствуют сбережению электроэнергии за счет повышения энергетических показателей комплексов, к которым следует отнести:

- Модернизация оборудования;
- Оптимизация функциональных характеристик и режимов работы, за счет чего повысится добывные возможности скважины, а также долговечность и надежность.

В первую очередь, следует обратить внимание на ЭТК с более высоким потреблением электрической энергии. К данным комплексам следует отнести механизированные установки по добыче нефти, в нашем случае будет исследоваться установка с электроцентробежным насосом.

В последние годы удалось достичь значимых успехов в создании оборудования для нефтегазовой отрасли – увеличились степень их надежности и производительности, облегчились эксплуатационные условия.

Становление информационных технологий благоприятствовало созданию более совершенных продуктов программного обеспечения. Но тем не менее столь современный подбор оборудования с повышенным качеством

не способен гарантировать оптимального функционирования ЭТК за счет не точности исходных данных и изменчивости эксплуатационных условий.

Именно это обстоятельство провоцирует необходимость регулирования производительности комплексов для оптимизации технологического режима.

Результаты исследования отечественных ученых позволяют выявить весьма положительные тенденции в осуществлении разработок.

Важнейший факт, на который хочется обратить внимание, ведение учета изменения производительности насосных установок в ближайшее время. Данный учет дает возможность проводить экономическое обоснование, составлять график модернизации для того, чтобы обеспечить минимальные затраты сети. Имея при себе график на следующие 5 - 10 лет, зная характеристики сети, можно прогнозировать все рабочие точки насосов. Типоразмер на объекте насоса может оказаться лишним, для требуемых напоров и подачи.

С учетом плана изменения можно требовать замену другого насоса и снижения его номинальной подачи, снижения напора с помощью уменьшения количества числа ступеней. Без этого планирования насос сможет проработать эффективно всего 1 - 2 года. Максимального эффекта от повышения можно добиться с помощью перехода от разовых мероприятий к комплексной программе, рассчитанной на период от 5 - 10 лет.

Современные энергоэффективные установки электроцентробежных насосов (ЭЭ УЭЦН) позволяют снизить электропотребление на 20-30%, а в отдельных случаях и до 40% по сравнению с серийными аналогами. При этом в структуре энергозатрат подъем жидкости из скважин составляет 55-65%. Казалось бы, внедрение ЭЭ УЭЦН позволило бы компаниям выполнить требования программ энергосбережения и добиться реальной экономии энергии на производстве. Тем не менее, не все так просто. [1]



Рисунок 1 – Результаты эксплуатации энергоэффективных установок электроцентробежных насосов

## СРАВНЕНИЕ СТОИМОСТИ ВЛАДЕНИЯ В ТЕЧЕНИЕ ДВУХ ЛЕТ ЭЭ И СЕРИЙНОЙ УЭЦН



Рисунок 2 – Сравнение стоимости владения в течении двух лет энергоэффективной и серийной установки электроцентробежного насоса

По данным производителей, на данный момент основной заказчик ЭЭ УЭЦН – зарубежные компании. Так, 85% оборудования ЗАО «Новомет-Пермь» уходит за рубеж, в частности в Египет и Колумбию. Связано это с иным подходом к обустройству месторождений в труднодоступных регионах (пустыни, тропические леса), нежели в России. Экономисты для местных условий рассчитали, что дешевле не тянуть в эти районы ЛЭП, а запускать передвижные электрогенераторы. В этом случае всегда есть дефицит мощности, цена кВтч с грамотным учетом капитальных вложений получается более высокой.

В России же отмечается недостаточность внедренных стимулов и механизмов по повышению энергоэффективности, которые не способны

преодолеть сомнения нефтяных компаний по поводу надежности и относительной дороговизны ЭЭ УЭЦН. Как результат, внедрение энергоэффективного оборудования в нефтедобыче носит точечный характер, связанный с необходимостью смены устаревшего оборудования, либо проведением опытно-промысловых испытаний. [2]

ОАО «НК «Роснефть» решает задачу повышения энергоэффективности путем организации комплексной системы энергоменеджмента, основным параметром для которой является удельный расход энергии (УРЭ). Также в компании проводится независимая оценка деятельности предприятий по управлению процессом повышения энергоэффективности. Предприятия оцениваются по 475 критериям, каждый из которых имеет собственную шкалу баллов. Оценки рейтинга используются для ежегодного премирования лучших предприятий. В идеале компания стремится к 15% сокращению потребления энергии суммарно по всем процессам, включая мехдобычу, ППД и ППН.

Рассчитанная на 2009–2014 годы программа энергосбережения в «Роснефти» закончилась, и на ее основе стало ясно, что «Не всегда реализация Программы энергосбережения приводит к снижению УРЭ. Отклонение за счет влияющих факторов ставит под сомнение экономию по мероприятиям программы энергосбережения», – считает А. Зуев, начальник Управления энергоэффективности и энергосбережения ОАО «НК «Роснефть». Он считает это следствием недостатков планирования энергопотребления, отсутствия отраслевой методологии планирования УРЭ для всех действующих в компании месторождений. Также неожиданный рост УРЭ может быть вызван технологическими и геологическими факторами, методики учета которых еще не отработаны. Могут влиять и недостаточно определенные уровни ответственности и схемы взаимодействия подразделений в процессе планирования и факторного анализа изменений УРЭ, а также – снижение КПД насосов с увеличением наработки.

В результате в компании выведена формула для закупа установок УЭЦН с учетом критерия энергоэффективности. По этой формуле «Роснефть» в режиме пилотного проекта теперь и будет оценивать общую выгоду от покупки оборудования с учетом его энергоэффективности. Но удивит ли она производителя. [3]

## ЗАКУП ОБОРУДОВАНИЯ И УСЛУГ С УЧЕТОМ КРИТЕРИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

### Предпосылки:

Мехдобыча является самым энергоемким процессом и составляет 50–60% от общего энергопотребления Блока;  
Основной объем жидкости (более 90%), поднимаемой из скважин, приходится на УЭЦН;  
Энергозатраты по УЭЦН за год эксплуатации составляют от 70% до 500% от их базовой стоимости;  
Выбор оборудования выполняется по минимальной цене, без учета критерия энергоэффективности.

### Пилотный проект ОАО «НН «Роснефть»:

В качестве единого подхода по сравнению ценовых предложений разработана формула учета критерия энергоэффективности при закупе установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) с номинальной подачей >100 м³/сут., выраженная через приведенную стоимость, состоящую из суммы цены оборудования (Цена<sub>база, п</sub>) и расчетных энергозатрат за год эксплуатации, определенных на основании номинального НПД насоса УЭЦН<sub>база, п</sub>

### Расчетная формула:

$$\text{Приведенная стоимость} = \text{Цена}_{\text{база, п}} + \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{8760 \cdot \eta} \cdot \text{п} \cdot 8760 \cdot \text{Кз} \cdot \text{Тариф};$$

где:

$\rho$  – плотность перекачиваемой жидкости, кг/дм³ (принимается = 0,9)

$g$  – ускорение свободного падения, м/с² (принимается = 9,81)

$Q$  – номинальный объем подачи, м³/сут. (указывается в «Требованиях заказчика»)

$H$  – номинальный дифференциальный напор, м (указывается в «Требованиях заказчика»)

$\eta$  – номинальный КПД насоса, о.е. (заполняется Поставщиком в закупочной документации)

$\text{п}$  – количество насосов, предлагаемых к поставке по позиции, шт.

86400 – коэффициент перевода м³/сут. в л/с

8760 – количество часов в году

$\text{Кз}$  – коэффициент эксплуатации фонда УЭЦН за год, о.е. (0,958)

$\text{Тариф}$  – среднегодовая цена 1 кВт\*ч с НДС, руб./кВт\*ч (2,985 руб./кВт\*ч)

Организация входного контроля КПД на базе получателя.  
Допустимое отклонение КПД – 3% в соответствии с ГОСТ 6134-2007.

Рисунок 3 – Закуп оборудования и услуг с учетом критерия энергоэффективности

ОАО «Удмуртнефть» применяет НГН двойного действия для снижения УРЭ. Суть – в замене УЭЦН на скважинах с дебитом 50–100 м³/сут. штанговым насосом двойного действия НДШ-57/38 (разработка ООО



«ЭЛКАМ»): УРЭ штанговых насосов по сравнению с УЭЦН, как известно, ниже почти в два раза.

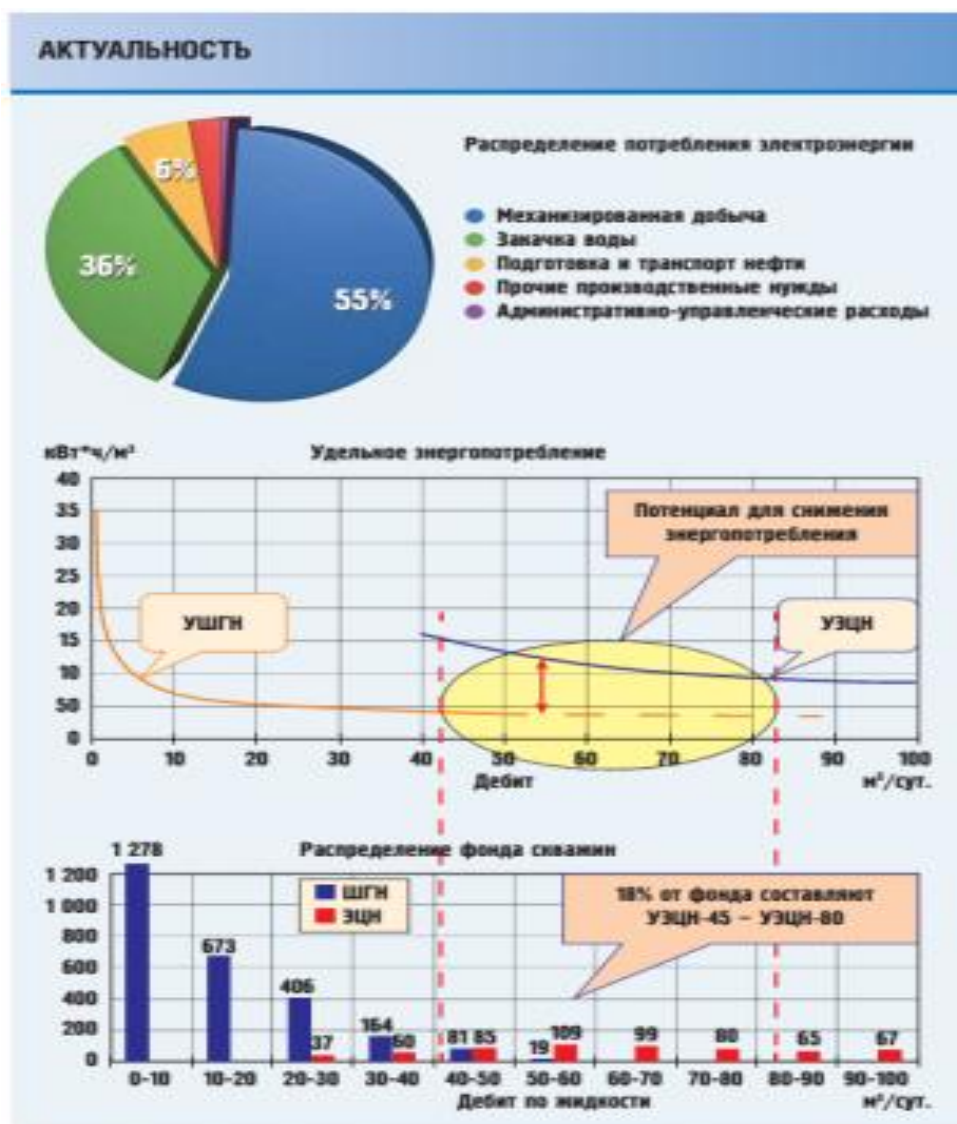


Рисунок 4 – Актуальность внедрения штангового насоса

При эксплуатации штангового насоса двойного действия была произведена оценка УРЭ на скважинах с разными технико-геологическими свойствами. Был отмечено значительное снижение УРЭ в среднем, хотя на скважинах с высоким газовым фактором и большой вязкостью результаты были хуже. [4]

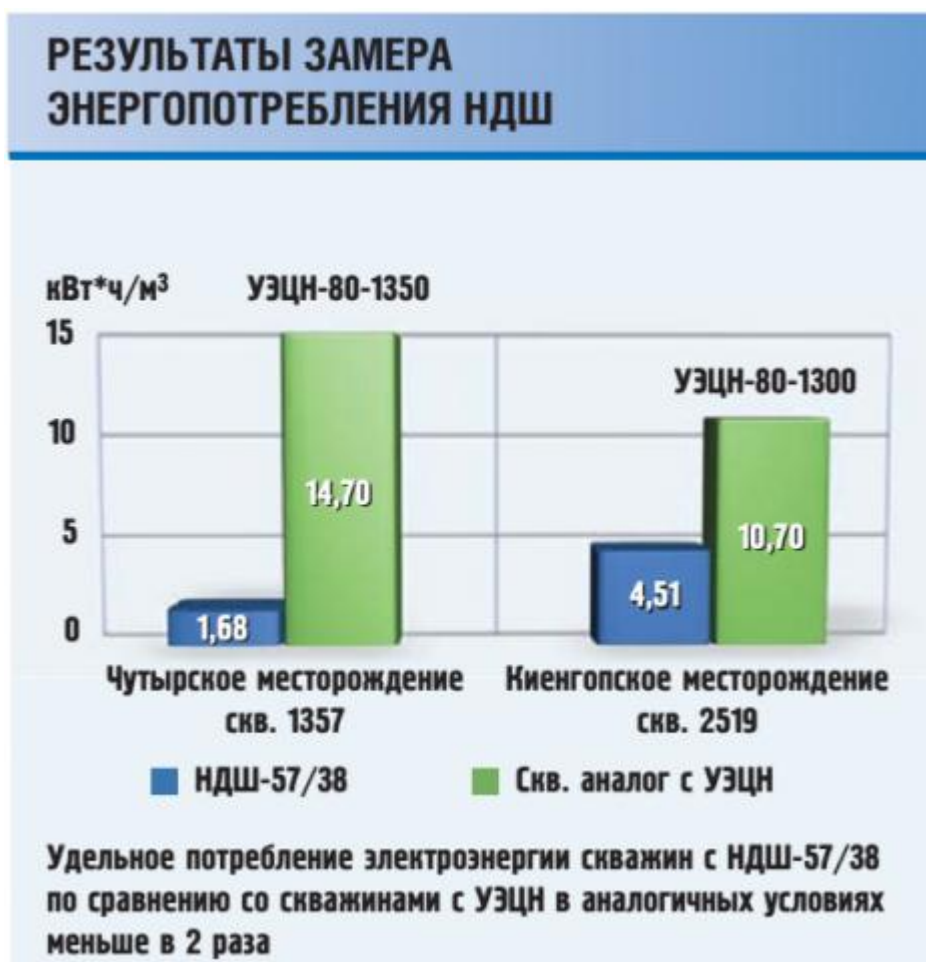


Рисунок 5 – Сравнение потребления электроэнергии установками электроцентробежных насосов с насосом непрерывной двойной подачи

Если суммировать полученные результаты, то преимущества НДШ в более чем двойном по сравнению с УЭЦН снижении УРЭ. Длина насоса также в два раза меньше центробежного, что позволяет реализовывать потенциал скважин с ограничениями по эксплуатационной колонне. К недостаткам испытанных экземпляров НДШ-57/38 можно отнести случаи зависания и заклинивания колонны насосных штанг при ходе вниз (примерно в 20% случаев), вследствие чего производителю рекомендовано проработать исполнения насоса для больших глубин, а также доработать конструкции для уменьшения наружного диаметра плунжера и применять автоматическое сцепное устройство с целью исключения спуска плунжера на штангах. [5]

ОАО «Сургутнефтегаз» как и другие компании, выбрал одним из приоритетных направлений по энергосбережению при механизированной добыче программу по повышению энергоэффективности применяемого оборудования.

Процесс внедрения нового оборудования начинается с его закупки или проката, и затраты на это необходимо учитывать при подсчете будущей экономии. Условно разбив анонимных производителей оборудования на «первого» и «второго», специалисты компании отмечают, что у первого насосы номиналом 400–1250 в ЭЭ-исполнении стоят дороже базовых серийных на 22%, а насосы 500–1100 дороже серийных на 31%. У второго производителя энергоэффективные насосы 400–1250 стоят уже на 76% дороже обычных, для насосов 500–1100 рост цены за энергоэффективное исполнение составляет 54%. Такое различие объясняется, главным образом, высокой ценой погружного кабеля, применяемого для энергоэффективных насосов второго производителя.

При проведении сравнительного анализа потребляемая мощность энергоэффективных насосов оказалась ниже серийных. У первого производителя насос 400-1250 показал снижение потребляемой мощности на 18%, у второго – на 29%. Для типоразмера 500–1100 снижение потребляемой мощности составило у первого производителя 9%, у второго – 12%.

### ЗАТРАТЫ НА ПРИОБРЕТЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ УЗЦН



### ПОТРЕБЛЯЕМАЯ МОЩНОСТЬ УЗЦН

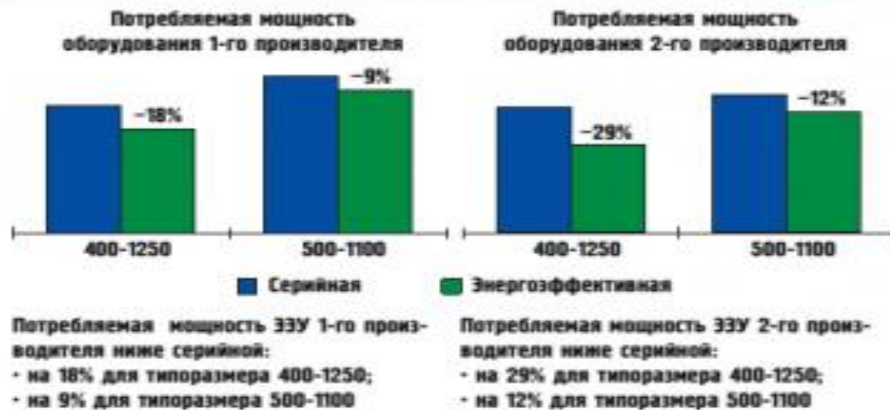


Рисунок 6 – Затраты на приобретение энергоэффективных установок электроцентробежных насосов

Оценка показала снижение затрат на ЭЭ - оборудовании производительностью 400 м<sup>3</sup>/сут. на 25% у первого производителя и на 30% у второго, для установок большего типоразмера экономия не превышает 13%. [6]

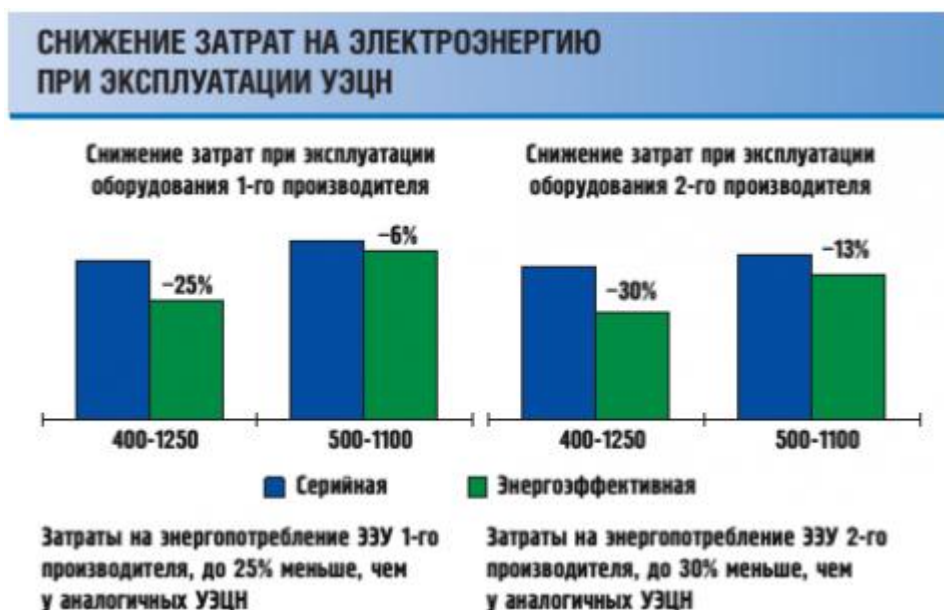


Рисунок 7 – Снижение затрат на электроэнергию при эксплуатации  
установки электроцентробежного насоса

При определении комплексного экономического эффекта от внедрения ЭЭ УЭЦН учитывались все затраты на закуп, эксплуатацию и ремонт УЭЦН. Установки производительностью 400 м<sup>3</sup> в сутки гораздо экономичнее установок 500–1100. Срок окупаемости для ЭЭ УЭЦН 400–1250 первого производителя составляет 0,85 года, а для установки 500–1100 срок окупаемости значительно превышает срок службы. Похожие данные получены и по оборудованию второго производителя, хотя срок окупаемости у насоса 400–1250 намного больше – 2,8 года. [7]

## ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ УСТАНОВОК ЗА СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ 1 ГОД



Рисунок 8 – Экономический эффект от внедрения энергоэффективных установок за срок эксплуатации 1 год

В целом выгоды от применения ЭЭ УЭЦН заключаются в уменьшении монтажной длины насоса и в снижении затрат на электроэнергию при добыче скважинной жидкости. Эффект достигается, в том числе, за счет применения вентильного привода УЭЦН с повышенным номинальным напряжением и – как следствие – со снижением потерь в погружном кабеле. Но при использовании такого оборудования появляется и ряд недостатков, таких как необходимость значительных затрат на переоснащение фонда скважин кабельными линиями, отвечающими требованиям безопасности при эксплуатации погружных установок мощностью до 5 кВт; увеличение затрат на приобретение наземного оборудования, станций управления и трансформаторов необходимой мощности и с напряжением вторичной обмотки до 5 кВт. [8]

## 1.2 Прогнозирование энергоэффективности установок электроцентробежного насоса

Одним из критериев эффективности добычи нефти установками электроцентробежных насосов является величина удельного расхода энергии, например, на тонну добытой продукции. Поскольку добыча пластовой жидкости заключается в передаче ей энергии для транспортировки из пласта на поверхность, то энергоэффективностью добычи является отношение энергии, необходимой для подъема жидкости, к затраченной энергии, то есть КПД УЭЦН.

В основном, энергия расходуется на работу насоса (ЭЦН) и погружного электродвигателя (ПЭД), хотя потери энергии в предвключенных устройствах, а также в кабеле, трансформаторе и др., также значимы, и их необходимо учитывать в общем балансе энергии. Кроме того, имеет место взаимное влияние элементов УЭЦН. Так, при увеличении потребления энергии, например, ЭЦН, – растут потребление ПЭД, потери в кабеле, трансформаторы и др.

Современная УЭЦН представляет собой линейную цепь последовательно соединенных элементов: станции управления, повышающего трансформатора, кабельной линии, ПЭД, предвключенных устройств (газосепаратора, диспергатора, мультифазного насоса, сепаратора мехпримесей и др.) и ЭЦН. Обозначим через  $N_0$  мощность, поступающую на вход первого элемента УЭЦН (станции управления), а через  $N_1$  мощность, передаваемую от первого элемента – второму. Через  $N_n$  обозначим мощность на выходе с последнего элемента (ЭЦН). Тогда выражение для КПД УЭЦН можно записать следующим образом:

$$\eta = \frac{N_n}{N_0} = \frac{N_1}{N_2} \cdot \frac{N_2}{N_3} \cdots \frac{N_{n-1}}{N_n} \cdot \frac{N_n}{N_0} = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdots \eta_{n-1} \cdot \eta_n ,$$

(1)

где  $\eta_i$  – КПД  $i$ -го элемента УЭЦН. Из формулы (1) следует, что по критерию энергоэффективности добычи лучшей будет УЭЦН, в которой максимально произведение КПД отдельных ее элементов. Поскольку КПД элементов могут быть взаимосвязаны, нужна методика расчета, учитывающая как условия работы УЭЦН, так и взаимосвязь КПД элементов. Разработка такой методики и проведение ряда расчетов энергоэффективности типичных УЭЦН стали целью данного раздела.

Методика расчета КПД элементов УЭЦН КПД ЭЦН и предвключенных устройств:

Мощность, передаваемая от насоса к жидкости  $N_{out} = \rho g H Q + \Delta P \cdot Q + \Delta N_{TP}$ , где  $\Delta P$  – заданное избыточное давление, создаваемое на устье скважины (его величина порядка 20 атм),  $\Delta N_{TP}$  – потери на трение в НКТ. Поскольку обычно  $\rho g H Q > \Delta N_{TP}$ , то КПД ЭЦН вычисляется следующим образом:

$$\eta_{ESP} = \frac{\rho g H(Q) \cdot Q + \Delta P \cdot Q}{N_{in}(Q)}, \quad (2)$$

где  $N_{in}$  – мощность, потребляемая насосом,  $Q$  – подача,  $H$  – напор, создаваемый насосом,  $\rho$  – плотность жидкости,  $g$  – ускорение свободного падения.

Напор и мощность, потребляемые насосом, являются функциями  $Q$ ,  $n$  и свойств рабочей жидкости. Обычно в каталогах фирм, производителей ЭЦН, приводятся зависимости  $H$  и  $N_{in}$  от подачи  $Q$ , полученные в испытаниях на воде при  $n = 3000$  или  $3500$  об/мин, и от частоты вращения  $n$ , вычисленные из данных этих испытаний в предположении, что  $Q \sim n$ ,  $H \sim n^2$ ,  $N_{in} \sim n^3$ .

Использование зависимости  $H \sim n^2$  приводит к относительной ошибке  $\pm 1-2\%$ , а зависимости  $N_{in} \sim n^3$  к ошибке  $\pm 5-7\%$ .



Влияние вязкости скважинной жидкости обычно учитывают по корреляционным зависимостям. Это приводит к относительной ошибке  $\pm 10 - 25\%$ . Потери энергии в предвключенных устройствах обычно не превышают  $1 - 2$  кВт, что много меньше типичного значения мощности, потребляемой ЭЦН. Поэтому обычно эти потери можно не учитывать. Если же требуется высокая точность прогноза энергоэффективности УЭЦН, необходимо знать величину этих потерь, которые, в настоящее время, приводят далеко не все компании их изготавливающие.

КПД погружных электродвигателей:

По определению, КПД равен отношению механической мощности на валу ПЭД к потребляемой из электрической сети:

$$\eta_M = \frac{N_{2M}}{N_{2M} + \Delta N_{LOST}(N_{2M})}, \quad (3)$$

где  $N_{2M}$  – мощность на валу двигателя;  $N_{LOST}$  – суммарные потери в двигателе. Обычно по данным, приводимым производителями ПЭД, можно установить зависимость  $N_{LOST}$  от мощности, потребляемой из сети, а значит, и от  $N_{2M}$ . При расчете необходимо учитывать, что мощность на валу двигателя  $N_{2M}$  равна суммарной мощности, потребляемой всеми устройствами, приводимыми в движение: гидрозащитой, ЭЦН, предвключенными устройствами (газосепаратором, диспергатором, мультифазным насосом, сепаратором механических примесей и др.). А некоторые из устройств создают напор.

КПД станции управления:

В настоящее время КПД станции управления определяется производителями как постоянная величина, указанная для номинального режима работы станции. Поскольку режим работы станции управления выбирается таким образом, чтобы не превышать максимальное значение тока при любых допустимых значениях загрузки двигателя, то потери энергии в станции управления будут ограничены и не превысят справочного значения.

КПД трансформатора:

Потери в трансформаторе характеризует КПД трансформатора, равный отношению мощности, передаваемой из трансформатора в кабельную линию  $N_{1K}$ , к мощности, поступающей на его первичную обмотку  $N_{1K} + \Delta N_T$ :

$$\eta_T = \frac{N_{1K}}{N_{1K} + \Delta N_T}, \quad (4)$$

где  $\Delta N_T$  – мощность, теряемая в трансформаторе. Если выразить  $\Delta N_T$  через параметры трансформатора, получим:

$$\eta_T = \frac{N_{1K}}{N_{1K} + N_{xx} \left( \frac{U_{HM} + \Delta U_K(N_{1M})}{U_{2H}} \right)^2 + N_{KZ} \left( \frac{I_M(N_{1M}) U_{2H}}{I_{1H} U_{1H}} \right)^2}, \quad (5)$$

где  $N_{1K}$  – мощность, потребляемая на входе кабеля;  $N_{xx}$  – потери холостого хода трансформатора;  $N_{KZ}$  – потери трансформатора в опыте короткого замыкания;  $U_{HM}$  – номинальное напряжение двигателя;  $\Delta U_K$  – падение напряжения на кабеле;  $U_{2H}$  – напряжение отпайки;  $I_M$  – ток, потребляемый двигателем (зависимость от потребляемой мощности обычно приводится производителем);  $I_{1H}$ ,  $U_{1H}$  – номинальные ток и напряжение в первичной обмотке;  $U_{2H}$  – напряжение отпайки.

Поскольку в основе этой формулы лежит эмпирическая зависимость, то ошибка в расчетах будет определяться точностью измерительных приборов и точностью аппроксимации экспериментальной зависимости, и будет составлять не более 1%.

Потери в кабеле:

При определении КПД кабеля полезной является мощность, поступающая на вход ПЭД, т. е.  $N_{1M} = N_{2M} + \Delta N_{LOS}$ . Обозначив потери в кабеле через  $\Delta N_K$ , получим следующее выражение для КПД кабеля:

$$\eta_K = \frac{N_{1M}}{N_{1M} + \Delta N_K}, \quad (6)$$

Если выразить потери в кабеле  $\Delta N_K$  через его характеристики, то

$$\eta_K = \frac{N_{1M}}{N_{1M} + n_c I_M^2 (N_{1M}) \cdot \frac{\rho \cdot L_K}{S_K} (1 + \alpha_T (T_K - T_0))}, \quad (7)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление меди при температуре  $T_0 = 20^\circ\text{C}$ , составляет  $0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ ;  $L_K$  – длина кабеля, м;  $S_K$  – площадь сечения жилы кабельной линии,  $\text{мм}^2$ ;  $\alpha_T$  – температурный коэффициент сопротивления меди, равный  $0,004 \text{ } 1/^\circ\text{C}$ ;  $T_K$  – абсолютное значение температуры жилы,  $^\circ\text{C}$ ;  $n_c$  – число жил кабеля, обычно равняется трем;  $I_M$  – ток, потребляемый двигателем (зависимость от потребляемой мощности обычно приводится производителем).

Поскольку в основе этой формулы лежит температурная зависимость сопротивления меди, то в диапазоне температур от  $-50^\circ\text{C}$  до  $+200^\circ\text{C}$  эта зависимость почти линейная и погрешность метода не превышает 1%.

Расчет КПД УЭЦН различной комплектации:

Будем считать заданными напор и подачу насоса. Зафиксируем частоту вращения вала ( $n=2910 \text{ об/ мин}$ ), и будем считать, что рабочая жидкость – вода. Пусть кабель имеет длину 950 м и применяется трансформатор ТМПН-250 фирмы BIRZST, отпайка 2168 В, потери холостого хода 0,58 кВт, потери короткого замыкания 3,9 кВт. Проведем расчет энергоэффективности, т. е. вычислим КПД для УЭЦН различной комплектации. Используются ЭЦН, имеющие одинаковую номинальную подачу и суммарный напор, но разный КПД: ВНН5А- 100 (количество ступеней 125) и ВНН5А-100Э (количество ступеней 228), асинхронный ПЭДН63-117 и вентильный ПВЭДН63-117. Все компоненты производства ЗАО «Новомет-Пермь». Также будем использовать некоторое гипотетическое предвключенное устройство (ПУ), потребляющее 1 кВт, чтобы оценить влияние таких устройств на общий КПД УЭЦН. В расчете КПД используется станция управления СУ-160, имеющая КПД, равный 0,98.

Таблица 1 – Результаты расчета КПД различной комплектации

	$\eta_{ESP}$	$\eta_M$	$\eta_K$	$\eta_T$	$\eta$
АД+ВНН	0,595	0,713	0,967	0,976	0,39
ВД+ВНН	0,595	0,905	0,990	0,982	0,51
АД+ВННЭ	0,612	0,707	0,967	0,976	0,40
ВД+ВННЭ	0,612	0,904	0,989	0,982	0,53
АД+ВНН+ПУ	0,595	0,725	0,968	0,977	0,40
ВД+ВНН+ПУ	0,595	0,908	0,988	0,983	0,51
АД+ВННЭ+ПУ	0,612	0,719	0,968	0,977	0,41
ВД+ВННЭ+ПУ	0,612	0,907	0,989	0,983	0,53

Из результатов расчетов, приведенных в таблице 1, видно, что КПД установки с вентильным двигателем выше на 31%, чем УЭЦН с асинхронным ПЭД, если используется обычный насос. В случае применения энергоэффективного насоса КПД установки при использовании вентильного двигателя выше на величину 32% по сравнению с асинхронным. Использование вентильного двигателя в совокупности с энергоэффективным насосом дает улучшение энергоэффективности на 36% по сравнению с обычной комплектацией (асинхронный двигатель + обычный насос). Кроме того, видно, что в некоторых случаях (например, АД+ ВНН  $\eta = 0,39$  и АД+ ВНН+ПУ  $\eta = 0,4$ ) использование предвключенных устройств дает увеличение значения общего КПД. Это объясняется следующим: предвключенное устройство не забирает энергию из потока передаваемой жидкости, а увеличивает нагрузку на валу двигателя. А поскольку для выбранного оборудования рабочая точка двигателя была выбрана левее максимума соответствующей кривой, то дополнительная нагрузка сдвинула рабочую точку вправо, что привело к увеличению КПД двигателя и увеличению КПД УЭЦН. Этот пример показывает важность оценки КПД в комплексе, с учетом влияния отдельных компонентов друг на друга.

Выводы:

1. Поскольку добыча пластовой жидкости заключается в передаче ей энергии для транспортировки из пласта на поверхность, то энергоэффективностью добычи естественно считать отношение энергии, необходимой для подъема жидкости, к затраченной энергии, т. е. КПД УЭЦН.

2. Предложены формулы для расчета КПД отдельных элементов УЭЦН: насоса, предвключенных устройств, ПЭД, кабеля, трансформатора, станции управления. Оценена точность расчета, определяемая не столько приближениями, сделанными при выводе формул, сколько отсутствием данных о характеристиках элементов УЭЦН в технической документации предприятий – изготовителей этих элементов.

3. Приведены примеры расчета КПД УЭЦН различной комплектации, позволяющие увидеть вклад отдельных элементов УЭЦН в энергоэффективность установки в целом.

## **2. ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСТАНОВКАХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ**

Эксплуатация нефтяных скважин и добыча нефти при помощи установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) наиболее распространенная технология на российском рынке нефтедобычи.

Российский рынок УЭЦН является на сегодняшний день наиболее крупным сегментом рынка нефтяных насосов.

Основные преимущества УЭЦН заключаются в наилучшей приспособленности к российским условиям добычи нефти, в возможности подбора установок и выборе эффективной технологии добычи нефти в широком диапазоне осложняющих факторов пластово-скважинных характеристик.

## 1.2 Оборудование установки электроцентробежного насоса

Необходимость эксплуатации ЭЦН в скважине накладывает ограничения на диаметр насоса.

Большинство применяемых центробежных насосов для добычи нефти не превышает 103 мм (5А габарит насоса).

В то же время длина ЭЦН в сборе может достигать 50 м.

Основными параметрами, определяющими характеристики работы насоса, являются: номинальный дебит или производительность ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ), развиваемый напор при номинальном дебите (м), частота вращения насоса (об/мин).

В зависимости от размера выделяют следующие габариты насосов:

- габарит 5, внешний диаметр 92 мм (для обсадной колонны 123,7 мм);
- габарит 5А, внешний диаметр 103 мм (для обсадной колонны 130 мм);
- габарит 6, внешний диаметр 114 мм (для обсадной колонны 148,3 мм).

Ведущие производители УЭЦН “Новомет”, г. Пермь; “Борец”, г. Москва, “Алнас”, г. Альметьевск, “Алмаз”, г. Радужный, “Ижнефтепласт”, г. Ижевск.

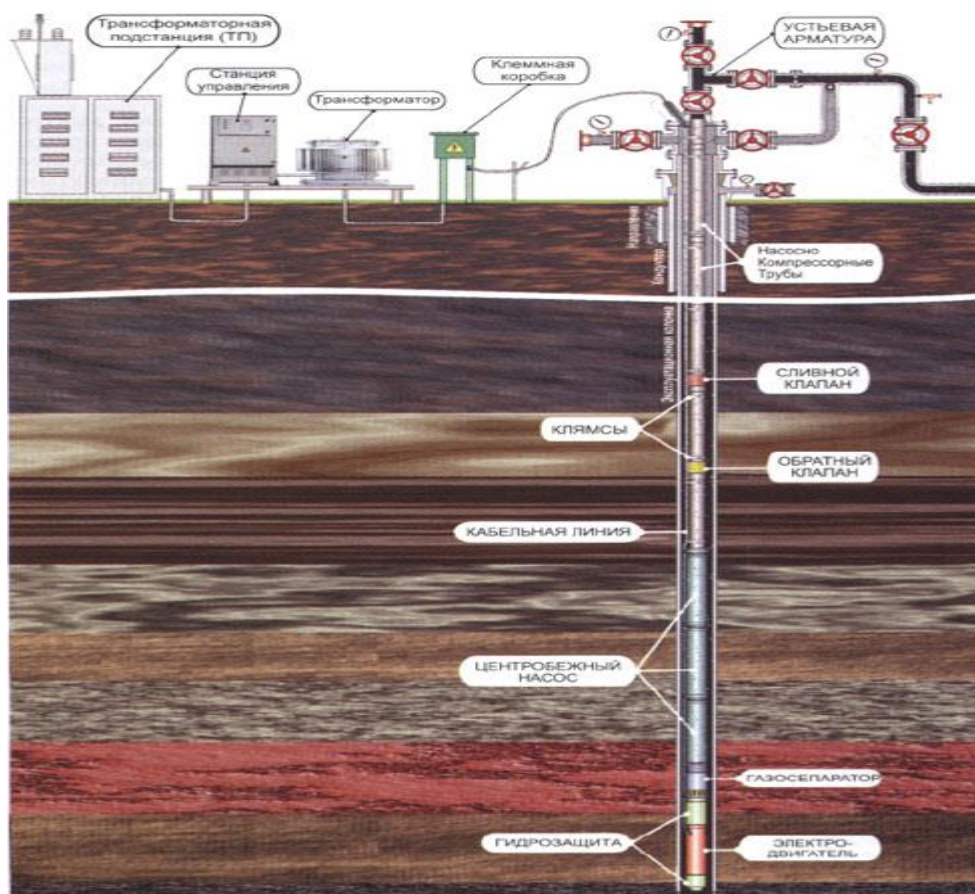


Рисунок 9 – Установка электроцентробежного насоса и составляющее оборудование

Установка погружного центробежного насоса включает в себя погружное и наземное оборудование. [9]

В погружное оборудование входит: электронасосный агрегат, который спускают в скважину под уровень жидкости на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ).

Электронасосный агрегат состоит из: электродвигателя с гидрозащитой, газосепаратора, центробежного насоса, а также обратного и сливного клапанов.

К наземному оборудованию относится: электрооборудование установки и устьевое оборудование скважины (колонная головка и устьевая арматура, обвязанная с выкидной линией).

Электрооборудование, в зависимости от схемы токоподвода, включает в себя либо комплектную трансформаторную подстанцию для погружных насосов (КТППН), либо трансформаторную подстанцию (ТП), станцию управления и трансформатор.

Электроэнергия от трансформатора (или от КТППН) к погружному электродвигателю подается по кабельной линии, которая состоит из наземного питающего кабеля и основного кабеля с удлинителем.

Соединение наземного кабеля с основным кабелем кабельной линии осуществляется в клеммной коробке, которая устанавливается на расстояние 3-5 метров от устья скважины.

Комплектная трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промышленной сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле и обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и ее защиту при аномальных режимах. Насос - погружной центробежный модульный. Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения повторного запуска установки. Обратный клапан установлен в модуль - головку насоса, а спускной - в корпус обратного клапана.

Спускной (сбивной) клапан служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме УЭЦН из скважины.

Допускается устанавливать клапаны выше насоса в зависимости от газосодержания. При этом клапаны должны располагаться ниже срезки основного кабеля с удлинителем, так как в противном случае поперечный габарит насосного агрегата будет превышать допустимый

Соединение сборочных единиц насосного агрегата - фланцевое (на болтах и шпильках), валов сборочных единиц - при помощи шлицевых муфт.

Соединение кабеля в сборе с двигателем осуществляется при помощи муфты кабельного ввода.



Подключательный выносной пункт или КПК предназначен для предупреждения прохождения газа по кабелю в КТППН или комплектное устройство.

Оборудование устья скважины обеспечивает подвеску колонны НКТ с насосным агрегатом и кабелем в сборе на фланце обсадной колонны, герметизацию затрубного пространства, отвод пластовой жидкости в выкидной трубопровод.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (по объему) свободного газа, к насосу следует подсоединить насосный модуль - газосепаратор. Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем - секцией.

Соединение модулей между собой и входного модуля с двигателем - фланцевое. Соединения (кроме соединений входного модуля с двигателем и входного модуля с газосепаратором) уплотняются резиновыми кольцами.

Соединение валов модулей-секций между собой, модуля-секции с валом входного модуля, вала входного модуля с валом гидрозащиты двигателя осуществляется шлицевыми муфтами.

Соединение валов газосепаратора, модуля - секции и входного модуля между собой также осуществляется при помощи шлицевых муфт.

Рабочие колеса и направляющие аппараты насосов обычного исполнения изготавливают из модифицированного серого чугуна, насосов коррозионностойкого исполнения - из модифицированного чугуна ЧН16Д7ГХШ типа «нирезист». Рабочие колеса насосов обычного исполнения можно изготавливать из радиационно-модифицированного полиамид.

Большинство месторождений на сегодняшний день истощены, эксплуатационные колонны изношены и находятся в аварийном состоянии. Для реанимирования скважин и восстановления их производительности

применяются методы бурения боковых стволов, спуск в скважины так называемых «лайнеров» и т.д. Эксплуатация в лайнерах оборудования 5, 5А габаритов невозможна ввиду их большого размера, их спуск в боковой ствол также невозможен. Решение проблемы – в использовании установок малого (2А и 3) габарита.

Назначение разработки:

- работа в скважинах с техническими ограничениями: смещение труб эксплуатационной колонны; ремонтные колонны (пластыри); колонны со сверхнормативной кривизной;
- повышение нефтеотдачи за счет спуска оборудования непосредственно в боковые стволы, вследствие чего увеличивается депрессия на пласт.

Для УЭЦН 2а габарита разработан узел смещения, который позволяет уменьшить габарит установки, тем самым - применять УЭЦН в эксплуатационных колоннах малого диаметра или в боковых стволах.

Для эксплуатации в боковых стволах с диаметром обсадной колонны 114 мм предлагается применять УЭЦН 3-го габарита (размер в максимальном сечении 95 мм), которые выпускаются серийно.

Для эксплуатации в боковых стволах с диаметром обсадной колонны 102 мм предлагается использовать УЭЦН 2А габарита (размер в максимальном сечении 82 мм), которые в настоящее время находятся в опытной эксплуатации.

Преимущества:

- производительность 2А и 3 габаритов в зависимости от частоты вращения валов и номинала ступени находится в диапазоне от 20 м<sup>3</sup>/сут при 3000 об./мин. до 280 м<sup>3</sup>/сут. при 6000 об/мин.;
- возможна работа в скважинах с углом до 90°;
- минимальный внутренний диаметр скважины для 2А габарита равен 88 мм, для 3 габарита – 100 мм.

## **2.2 Повышение энергоэффективности путем внедрения системы одновременно-раздельной эксплуатации с двумя установками электроцентробежного насоса и раздельным лифтом**

Среди большого многообразия существующих на рынке систем одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) с применением УЭЦН наибольшее распространение в мировой практике получили компоновки с двойной концентрической колонной НКТ и размещением нижнего ЭЦН в герметичном кожухе. Данные системы обеспечивают полное разделение продукции без смешения вплоть до устья скважины, при этом относительно просты в монтаже и эксплуатации и обладают высоким уровнем надежности.

Описан положительный опыт внедрения подобной схемы на пилотной скважине Южно-Хыльчюсского месторождения ПАО «Лукойл» в ходе работ по оптимизации добычи за счет приобщения не вовлеченного ранее в разработку нижнего продуктивного горизонта.

Для внедрения системы ОРЭ с двойной концентрической колонной НКТ и размещением нижнего ЭЦН в герметичном кожухе была выбрана скважина Южно - Хыльчюсского месторождения, обсаженная ЭК с внешним диаметром 245 мм. Изначально с ее помощью эксплуатировался верхний горизонт P1a+s (см. таблицу 2). Данный пласт характеризуется высокой степенью выработки и, как следствие, обводненностью более 80% при высоком дебите скважины – до 1250 м<sup>3</sup>/сут.

Таблица 2 – Основные сведения о скважинах и объектах

Основные сведения о скважине и объектах эксплуатации		
	Верхний	Нижний
Объект	P1a+s	C2
Интервал перфорации, м	2689,0-2780,0	2806,9-2830,9
Расстояние между объектами, м	26,8	
Диаметр ОК, мм	245	
Ожидаемый дебит, м³/сут	800-1250	50-100
Обводненность, %	80	0
Коэффициент продуктивности, м³/сут/атм	18	5
Пластовое давление, атм	245	237
Содержание CO₂, %	1,25	
Содержание H₂S, ppm	310	

Приобщаемый нижний горизонт C2 в эксплуатацию ранее вовлечен не был. Таким образом, несмотря на кратно меньшую толщину и продуктивность нижнего пропластка, ожидаемый общий прирост нефти составлял 50-100 м³/сут при практически нулевой обводненности продукции. Существенным осложняющим фактором при подборе оборудования для длительной эксплуатации стало одновременное наличие значительного количества углекислого газа и сероводорода в продукции обоих интервалов, что создавало коррозионно-агрессивную среду и приводило к отказам ранее спущенного насосного оборудования.

С учетом особенностей конструкции скважины и характеристик пластовых жидкостей были сформулированы основные технические требования к инженерному решению для системы ОРЭ, в том числе надежное разобщение интервалов с перепадом давления до 15 МПа в обоих направлениях; отдельный учет добываемой продукции для каждого объекта; возможность отдельного регулирования отборов и проведения ГДИ; обеспечение безопасного разъединения элементов компоновки при прихвате; коррозионная стойкость всех элементов оборудования; возможность работы нижней УЭЦН при большом содержании свободного газа; а также наработка на отказ не менее двух лет. [10]

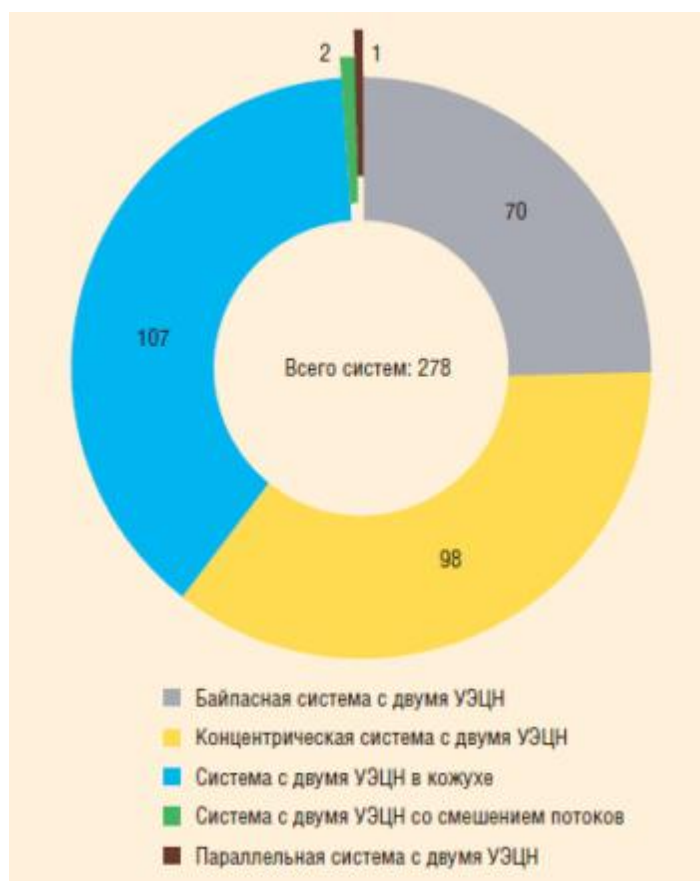


Рисунок 10 – Распределение числа смонтированных систем закачивания Schlumberger с двумя насосами различных видов

## **2.3 Мировой опыт внедрения компоновок с двумя установками электроцентробежных насосов**

Среди поставщиков импортного оборудования, подразделение механизированной добычи компании Schlumberger обладает наиболее богатым опытом внедрения систем с двумя УЭЦН. При этом по области применения все системы можно условно разделить на два класса, первый из которых – это системы с резервными УЭЦН повышенной надежности. В данных компоновках в работе всегда находится один из насосов (основной), тогда как второй (резервный) насос включается только после выхода из строя основного насоса.

Резервные системы получили широкое распространение в высокопроизводительных шельфовых скважинах, как с надводным, так и с подводным закачиванием в силу исключительно высокой стоимости проведения подземного ремонта таких скважин для смены отказавшей УЭЦН и больших потерь добычи в период ожидания незапланированного ремонта. Две наиболее часто применяемых на практике схемы представлены компоновками на основе байпасных систем- разветвителей (Y-Tool, всего спущено 70 систем) либо с размещением УЭЦН в герметичных кожухах (смонтированы в 107 скважинах на текущий момент).

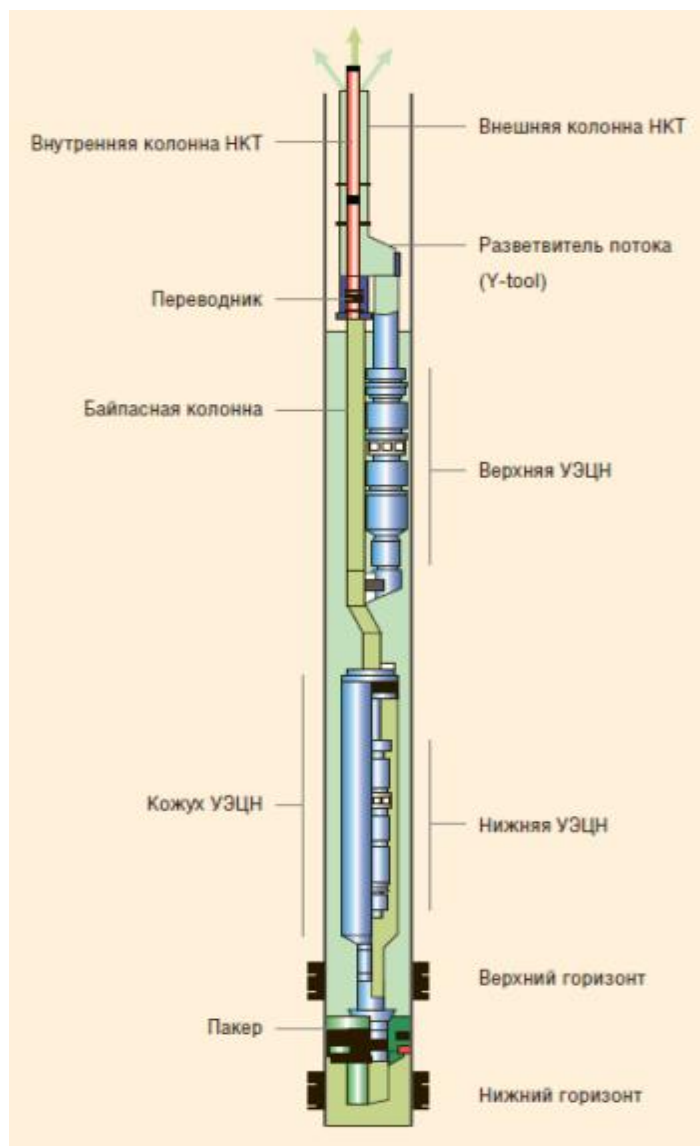


Рисунок 11 – Технологическая схема одновременно-раздельной эксплуатации с применением двух установок электроцентробежных насосов

Второй класс – системы для ОРЭ с одновременной работой обоих насосов, из которых наиболее часто применяется схема с двойной концентрической колонной НКТ (рис. 11). В ходе эксплуатации пластовая жидкость из нижнего горизонта поступает на прием нижнего ЭЦН и затем на поверхность по внутренней колонне НКТ. Продукция верхнего горизонта перекачивается верхним ЭЦН и доставляется на поверхность по кольцевому пространству между внутренней и внешней колонной НКТ. При данной схеме обеспечивается полностью независимая работа каждого из насосов и

индивидуальная депрессия на пласты, а также отдельный подъем продукции вплоть до устья скважины. [11]

## **2.4 Выбор компоновки систем одновременно-раздельной эксплуатации**

Для пилотного внедрения на Южно-Хыльчуйском месторождении была выбрана наиболее широко применяемая за рубежом технологическая схема ОРЭ с концентрическим лифтом НКТ, представленная на рис. 12. Данная схема полностью отвечает требованиям заказчика в части разобщения продукции пластов и обладает относительной простотой с точки зрения монтажа оборудования на скважине по сравнению с альтернативными схемами закачивания. Монтаж и спуск всей компоновки происходит в три этапа.

На первом этапе отдельно от компоновки УЭЦН выполняются спуск и установка пакера с проходным отверстием на колонне НКТ либо с использованием канатной техники. На втором этапе производятся монтаж и спуск нижней УЭЦН (в кожухе) и верхней УЭЦН (на разветвителе Y-Tool) на внешней колонне НКТ. На финальном этапе спускается внутренняя колонна НКТ с нижней уплотнительной манжетой, за счет чего достигается герметичное разобщение продукции верхнего и нижнего продуктивного интервала в разветвителе Y-Tool.

Схема скважинной компоновки с указанием основных элементов приведена на рис. 11. Выбор конструктивных металлических и эластомерных материалов был продиктован требованиями долговременной коррозионной стойкости оборудования с учетом наличия в скважинной продукции сероводорода и углекислого газа. В ходе детального анализа и на основе предыдущего опыта эксплуатации скважины было принято решение использовать пакер, кожух нижней УЭЦН, разветвитель Y-Tool, байпасные трубки и соединительные патрубки из нержавеющей хромистой стали 13Cr; системы УЭЦН с защитным модельным покрытием корпуса и



эластомерными элементами AFLAS, кабельный удлинитель с броней из сплава Монель.

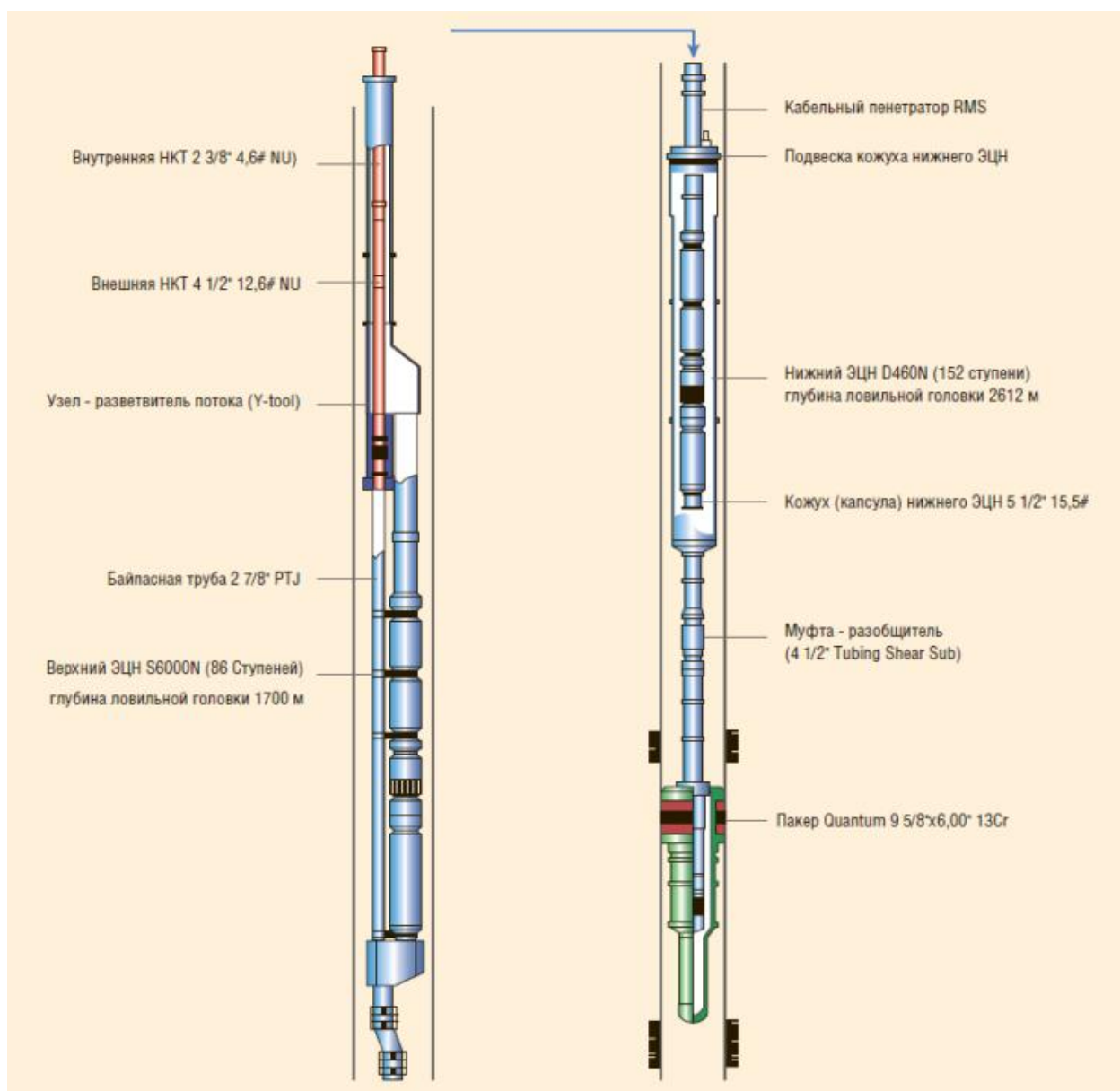


Рисунок 12 – Фактическая компоновка системы закачивания для пилотного проекта одновременно - раздельной эксплуатации

Опыт внедрения систем ОРЭ показывает, что выбор надежной, испытанной конструкции пакера является одним из основных условий успешной реализации проекта. В нашем случае выбор был сделан в пользу извлекаемого пакера серии Quantum производства компании Schlumberger. Данная конструкция пакера обладает чрезвычайно высоким коэффициентом

безотказности, выдерживает перепад давления до 41 МПа в обоих направлениях (что в 2,7 раза превышает исходные требования) и обеспечивает возможность аварийного разбуривания в случае прихвата в скважине. [12]

С учетом значительной неопределенности в оценке продуктивности нижнего приобшаемого горизонта, а также для обеспечения надежной работы УЭЦН при возможном снижении дебита в ходе длительной эксплуатации было принято решение для обоих ЭЦН использовать компрессионную конструкцию насоса с разгрузкой осевой нагрузки от рабочих колес ЭЦН на пяту гидрозащиты. Данное техническое решение позволяет существенно расширить эффективный рабочий диапазон насоса и повысить его надежность в условиях высокого содержания свободного газа, что особенно актуально для нижнего ЭЦН, работающего в герметичном кожухе без возможности эвакуации газа в затрубное пространство. С учетом частотного регулирования допустимый диапазон подач для верхнего ЭЦН REDA S6000N составил от 400 до 1200 м<sup>3</sup>/сут, для нижнего ЭЦН REDA D460N – от 20 до 100 м<sup>3</sup>/сут. Для дополнительной газовой защиты в компоновку нижнего также было включено газодиспергирующее устройство AGH (Advanced Gas Handler).[13], [14]

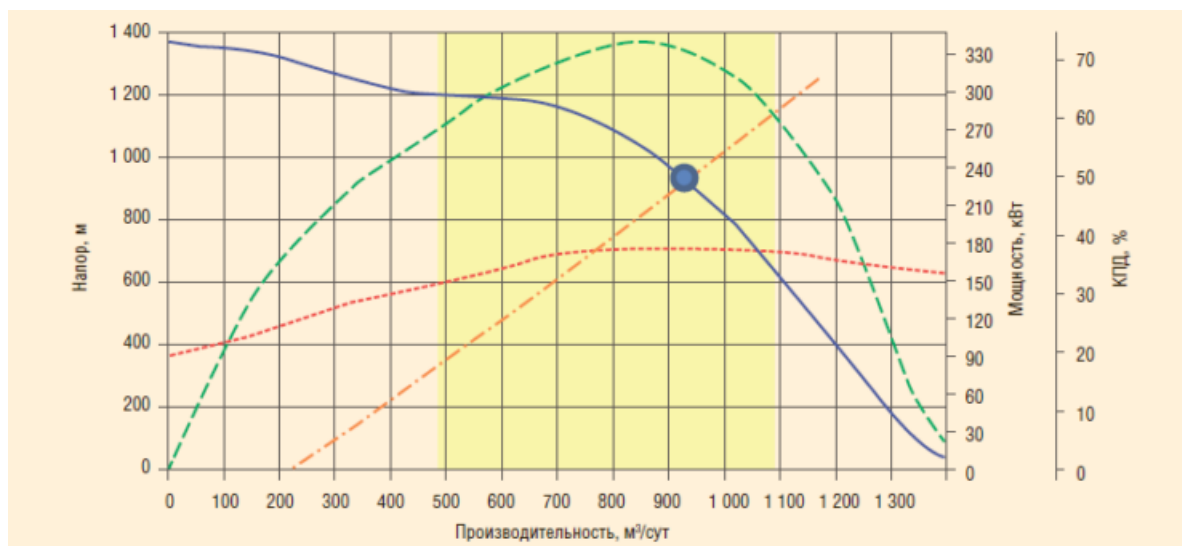


Рисунок 13 – Напорно-расходная характеристика и расчетная рабочая точка верхней установки

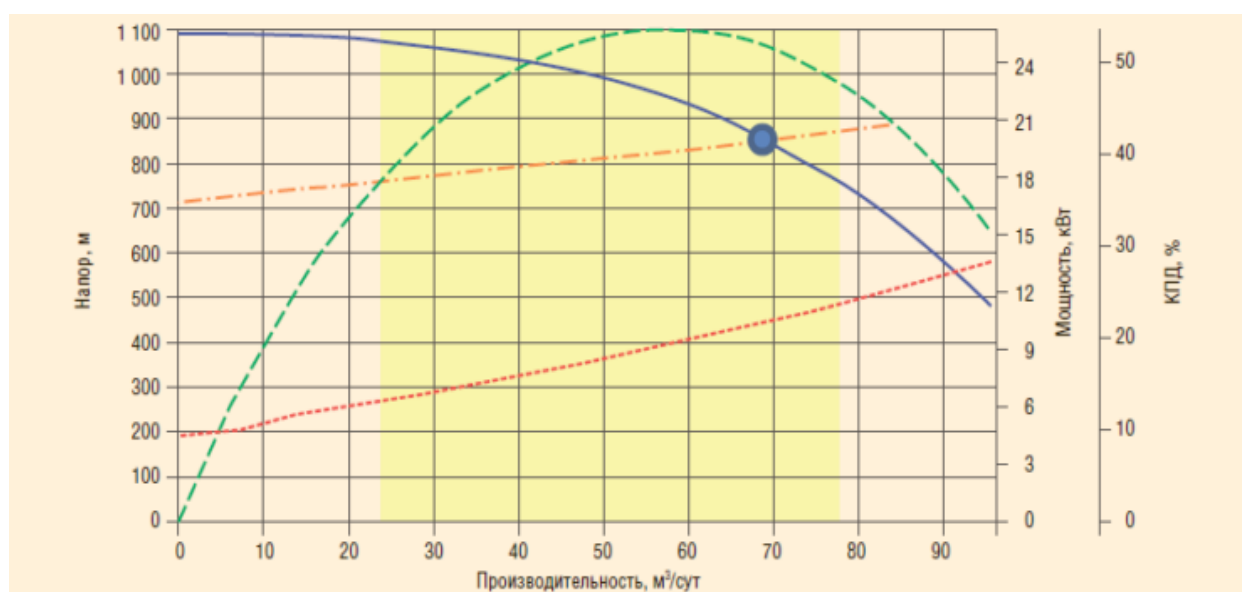


Рисунок 14 – Напорно-расходная характеристика и расчетная рабочая точка нижней установки



Рисунок 15 – Заводское заполнение маслом погружного электродвигателя REDA Maximus с транспортировочным компенсатором

В качестве привода для обеих ЭЦН был выбран моноблок REDA Maximus Promotor, объединяющий в одном корпусе функции ПЭД и протектора (гидрозащиты). Преимущество данной конструкции при зимнем монтаже в суровых арктических условиях состоит в заводском заполнении маслом и меньшем числе фланцевых соединений, что кратно снижает время сборки оборудования на устье скважины.

Известно, что высокотемпературное моторное масло обладает высокой вязкостью при пониженных температурах, что существенно затрудняет процесс прокачки для стандартных ПЭД при монтаже в зимних условиях. Оборудование REDA Maximus заполняется маслом в вакууме в заводских условиях, что позволяет использовать оптимальный тип масла и полностью избежать образования газовых пробок, что повышает надежность оборудования. Использование специального транспортировочного компенсатора обеспечивает сохранность масла во время хранения и транспортировки.[15]

Расчет механических и гидравлических нагрузок, в том числе при раздельной эксплуатации только нижней или верхней УЭЦН был проведен в специализированном пакете TDAS. По результатам расчета были выбраны

необходимые диаметры и толщины стенок соединительных трубок и патрубков для предотвращения их деформации во всем диапазоне возможных режимов эксплуатации оборудования.



Рисунок 16 – Расчет трубных нагрузок в пакете TDAS

Особое внимание было уделено защите кабельных линий с целью предотвращения их механического повреждения при спуске оборудования на колонне НКТ. Ввиду коррозионной активности продукции выбор был сделан в пользу цельнолитых муфтовых протекторов с двумя пазами для защиты

плоского кабеля верхнего и нижнего насосов с диаметром проводящей жилы соответственно 25 и 16 мм. Поскольку ранее такая конструкция на практике не применялась, перед монтажом была проведена фактическая примерка протектора в цеху с использованием реальных образцов кабеля для подтверждения надежности крепления и отсутствия повреждений кабельной линии при установке.[16], [17]



Рисунок 17 – Муфтовый кабельный протектор с двумя слотами

## **2.5 Монтаж, вывод на режим и эксплуатация**

Перед проведением работ на скважине был проведен детальный анализ, доработка и перевод на русский язык дополнительных процедур, регламентирующих монтаж компоновки ОРЭ, а также выполнено необходимое обучение полевого персонала.

Благодаря всем заранее предпринятым мерам монтаж системы в скважине прошел без осложнений: оба ЭЦН были успешно запущены в работу 29.03.2014 и выведены на режим в соответствии с расчетными параметрами.

Дополнительный дебит нефти за счет приобщения нижнего горизонта составил 85 м<sup>3</sup>/сут при установившемся режиме. По состоянию на 01.04.2016 обе установки работали стабильно в постоянном режиме, достигнув таким образом плановой наработки в два года. За это время дополнительная накопленная добыча за счет внедрения системы ОРЭ составила порядка 50 тыс. тонн.

## **2.6 Анализ применения различных станций управления установками электроцентробежных насосов**

Станции управления предназначены для управления, защиты и контроля параметров УЭЦН. В СУ реализованы решения, конструкции и компоненты, которые обеспечивают оптимальное соответствие эксплуатационным условиям.

Они обеспечивают питание цепи «Трансформатор - погружной кабель - погружной электродвигатель», позволяют получать сведения о работе погружного оборудования, поддерживать и изменять технологический режим работы скважины в зависимости от текущих пластово-скважинных условий и обеспечивать безаварийную работу оборудования на месторождении.

Современные компании предлагают следующие типы станции управления:

- СУ прямого пуска;
- СУ плавного пуска;
- СУ с частотным регулированием:– для управления вентильным двигателем;
- Универсальная СУ (для управления как вентильным, так и асинхронным двигателями).

### **2.6.1 Станции управления с прямым и плавным пуском**

Имеют большой набор функций управления и защиты и удобную компоновку. Станции управления с прямым и плавным пуском оборудованы устройством памяти, которое позволяет записать в реальном времени информацию о работе погружной установки, а так же зафиксировать все изменения установок с указанием даты и времени изменения. Эту информацию можно скачать через COM-PORT в портативный компьютер, записать в систему телемеханики по интерфейсу, скачать в переносной блок считывания и ввода параметров или записать на устройство флэш-накопитель через USB интерфейс. За счет стандартной механической и электрической блокировки, а также предохранительных устройств, включая отдельные высоковольтные и низковольтные отсеки, достигается высокий уровень безопасности оператора. Для защиты оборудования во всех диапазонах напряжения используются вакуумные контакторы и трансформаторы напряжения с плавкими предохранителями, на случай аварии имеется быстродействующий разъединитель.

### **2.6.2 Станции управления с прямым и плавным пуском "Борец", "Axiom"**

Оснащены контроллером "Каскад 2-200", имеющим 4 степени защиты от несанкционированного доступа к изменению установок, встроенным жидкокристаллическим дисплеем и энергонезависимой памятью. Шкафы



рассчитаны на эксплуатацию на открытом воздухе со степенью защиты IP43. Диапазон рабочих температур составляет от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ .

Станция управления с прямым и плавным пуском "Axiom" совместима с любым стандартным контроллером компании "Борец", включая серию Commander ТМ или комплектуется контроллером по техническим требованиям заказчика для оптимального соответствия эксплуатационным условиям. Три диапазона напряжений дают возможность широкого применения станции без ограничения функциональности. Шкафы рассчитаны на эксплуатацию на открытом воздухе со степенью защиты IP53, аналогично шкафам Nema 3R. Диапазон рабочих температур составляет от  $-20^{\circ}\text{C}$  до  $+55^{\circ}\text{C}$ .

### **2.6.3 Станции управления с частотным регулированием**

Станции управления с частотным преобразователем отличается гибкостью настроек, что позволяет эксплуатировать УЭЦН в изменяющихся условиях. В результате происходит увеличение срока службы оборудования наряду с оптимизацией темпов добычи. Программно-аппаратное обеспечение, ориентированное на конкретное применение, обеспечивает управление с возможностью регулирования настроек, включая частоту, темп разгона и торможения, автоматический перезапуск, периодичность повторных операций и задержек и методы останова.

Станции управления с частотным регулированием выпускаются с современным синусным фильтром гармонических колебаний для обеспечения кривой выходного сигнала наиболее близкой к синусоидальной с минимальным количеством гармоник, что позволяет сократить до минимума вредное электростатическое напряжение, воздействующее на двигатель, силовой кабель и другие электрические элементы.

Преимущества станций управления с частотным регулированием следующие:

- возможность настройки параметров ЭЦН в соответствии с изменением скважинных условий для оптимизации работы установки и достижения максимального дебита;
- бесперебойная работа погружной установки при кратковременных - до 2-х сек. отключениях силового питания (для УЭЦН с обратным клапаном);
- автоматическое удаление газовых пробок с помощью автоматического изменения частоты при возникновении недогрузки;
- расширенные возможности дистанционного мониторинга, связи и управления с использованием погружных датчиков;
- регулировка скорости по мере износа оборудования для сохранения уровня дебита и продления срока службы во избежание простоя из-за замены установки;
- получение максимальных пусковых моментов в режиме ограничения уровня пускового тока;
- частотный останов турбинного вращения с возможностью установки частоты перехвата турбинного вращения;
- ускоренный слив жидкости из НКТ (для УЭЦН без обратного клапана) после аварийной остановки насоса.

#### **2.6.4 Станция управления с частотным регулированием вентильного электродвигателя**

Станции управления с частотным регулированием предназначены для эффективной эксплуатации погружных насосов за счет регулирования скорости вращения вентильного двигателя. Станция управления с вентильным двигателем обеспечивают плавный пуск и остановку вентильного двигателя, вывод скважины на режим без отключения УЭЦН для охлаждения двигателя, эксплуатацию скважин с нестабильным притоком, периодическую эксплуатацию скважин, эксплуатацию скважин с высокими

газовым фактором, вязкостью или эмульсированностью пластовой жидкости и высоким содержанием механических примесей.

### **2.6.5 Универсальная станция управления**

Универсальная станция управления предназначена для управления как вентильным, так и асинхронным погружными электродвигателями. Кроме того, в ней реализованы различные законы управления для центробежного и винтового насосов.

По желанию заказчика в станции может быть установлено дополнительное оборудование GPRS модем, ограничитель скорости обратного вращения (для установок с винтовыми насосами), счетчик потребляемой электроэнергии, погружные датчики и пр. Универсальные станции управления позволяют автоматически определить тип установленного погружного датчика для большинства производителей. Объем энергонезависимой памяти для хранения информации о работе скважины составляет 100 Мб с возможностью дальнейшего увеличения. Универсальные станции управления можно подключить к сетям мониторинга и управления нефтедобычи (RS-485, Ethernet). Данные, записанные в память станции управления, можно считать через скоростной USB интерфейс.

Открытая аппаратная архитектура универсальной станции позволяет наращивать контроллер различными периферийными устройствами и коммуникационными интерфейсами.

В станциях со степенью защиты IP54 используется двухконтурное принудительное охлаждение, позволяющее изолировать отсек электроники от окружающей среды и расширить диапазон рабочих температур.

## **2.7 Анализ первых результатов испытания кабеля сечением 42 мм<sup>2</sup> для снижения тепловых потерь в скважинах**

Первые результаты испытаний кабеля сечением 42 мм<sup>2</sup> получены на Ванкорском месторождении.

Добыча нефти на Ванкорском месторождении ведется преимущественно механизированным фондом скважин с использованием УЭЦН, немалую долю в парке которых занимают высокопроизводительные установки с высоким рабочим электрическим током. [18]

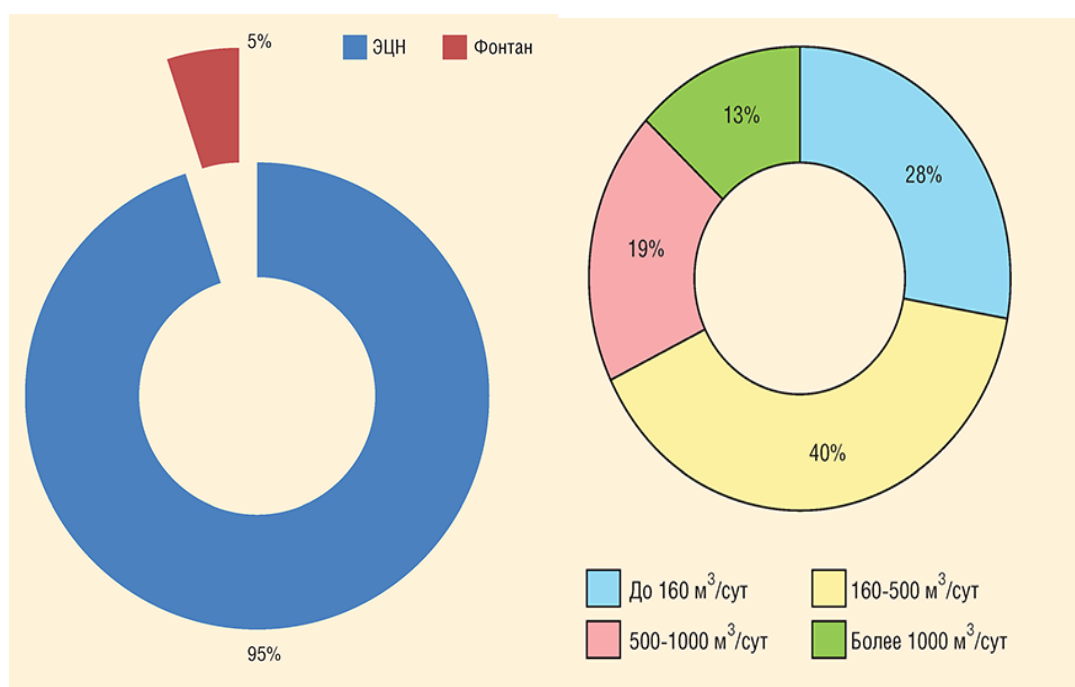


Рисунок 18 – Структура фонда добывающих скважин по способу эксплуатации и фонда скважин по производительности

В этой связи одна из приоритетных задач в области повышения энергоэффективности работы механизированного фонда предприятия состоит в снижении потерь активной мощности в кабельной линии, идущей от клеммной коробки до погружного электродвигателя. В данном разделе описаны результаты промысловых испытаний кабельной линии сечением  $42,2 \text{ мм}^2$  и оценки перспектив применения данной технологии.[19]

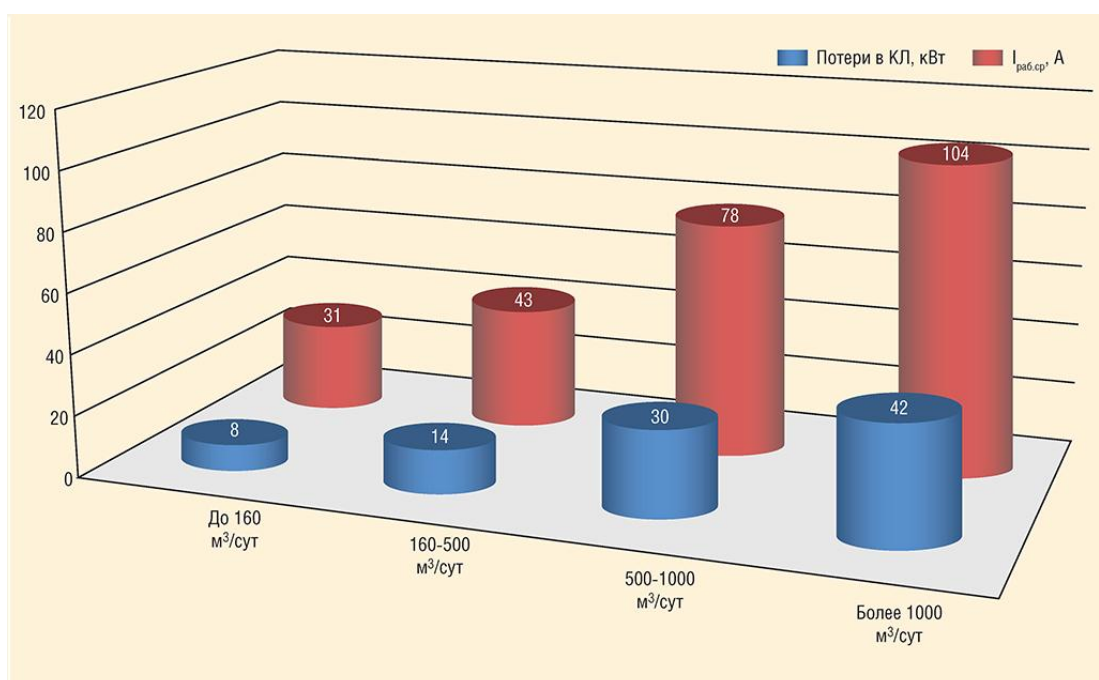


Рисунок 19 – Потери мощности в кабельной линии в зависимости от производительности установки электроцентробежного насоса

Высокий рабочий ток ПЭД ведет к повышенным потерям активной мощности в кабельной линии. На практике обычно используются три способа решения данной проблемы. Во-первых, это внедрение погружных электродвигателей (ПЭД) с повышенным напряжением. Во-вторых, комплектация УЭЦН кабельной линии с увеличенным сечением токопроводящих жил. И, наконец, подбор оптимального скважинного оборудования с целью обеспечения работы ПЭД с загрузкой 70-90% и эксплуатации УЭЦН с расчетной скоростью вращения вала ПЭД.

ПЭД с повышенным напряжением в компании на фонде УЭЦН отсутствуют. Расчет оборудования на стадии дизайна проводится с применением ПО RosPump. Подбор кабельной линии осуществляется с использованием рассчитанной технико-экономической модели. Применяются кабельные линии (КЛ) сечением 16, 21 и 33,7 мм<sup>2</sup>.

Приведенные данные позволяют сделать вывод о наличии потенциала повышения энергоэффективности фонда УЭЦН путем переход на комплектацию установок кабельными линиями с большей площадью сечения жил относительно текущего максимального сечения 33,7 мм<sup>2</sup>. С этой целью были проведены ОПИ КЛ сечением 42,2 мм<sup>2</sup>.

В качестве скважин-кандидатов для проведения ОПИ были отобраны скважины с установившимся режимом притока флюида и током по высокой стороне (ТМПН-ПЭД), близким к 100 А. Первое требование объясняется необходимостью использования идентичных скважинных компоновок за исключением КЛ. После смены подземного оборудования на одной из таких скважин потери мощности в КЛ снизились с 28,1 до 22,4 кВт. Однако в данном случае следует принять во внимание, что при ремонте был смонтирован ПЭД с меньшим номинальным током. Влияние данного фактора можно устранить расчетным путем, оценив потери мощности в КЛ до и после ремонта при разном сечении КЛ (переход с 33,7 на 42,2 мм<sup>2</sup>) и равном рабочем токе.[20]

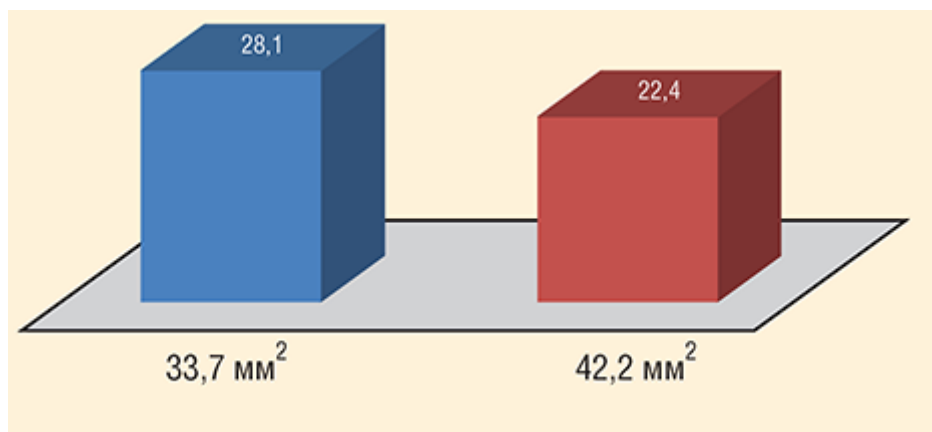


Рисунок 20 – Изменение потерь мощности в кабельной линии при одинаковом рабочем токе, кВт

При рабочем токе в 93,7 А разница потерь активной мощности в КЛ составляет 5,7 кВт. Для оценки эффективности данного мероприятия был проведен расчет накопленной экономии электроэнергии в течение одного года, она составила 41,5 тыс. кВт-ч.

Таким образом, испытания, проведенные в одной из скважин Ванкорского месторождения, подтвердили эффективность увеличения сечения КЛ на скважинах с высоким рабочим током ПЭД для повышения энергоэффективности фонда УЭЦН. В результате был проработан вопрос о тиражировании внедрения КЛ сечением 42,2 мм² на фонде УЭЦН предприятия. Данное мероприятие предполагается реализовать для скважин с плотностью тока выше максимального значения (технико-экономический расчет) при условии, что общий диаметр муфт НКТ с КЛ меньше внутреннего диаметра эксплуатационной колонны данной скважины. Переход на КЛ сечением 42,2 мм² позволит снизить тепловые потери на 7% [21]

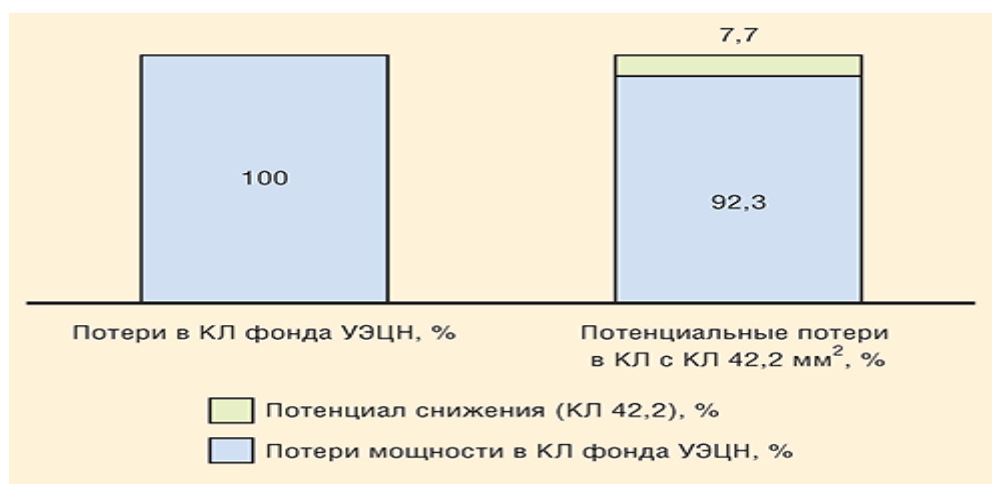


Рисунок 21 – Потенциал снижения потерь при внедрении кабельной линии с площадью сечения жил 42,2 мм<sup>2</sup>

### 3. ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДВУХСТОРОННИХ СИСТЕМ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРАБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Одним из технических решений, позволяющих осуществлять эксплуатацию скважин с боковыми стволами или при одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух пластов, стали так называемые Двухсторонние системы УЭЦН (2-УЭЦН).

Согласно предположению разработчиков (ГК «АЛМАЗ», ООО «Уралэнергопром»), компоновка 2-УЭЦН позволяет улучшить работу основного насоса и увеличить дебит скважины, а также не требует размещать сложное оборудование в малоразмерном боковом стволе или использовать два приводных электродвигателя и две кабельные линии при ОРЭ (как при ОРД, так и при ОРЗ).

Однако результаты внедрения данных разработок для эксплуатации боковых стволов и ОРД, начавшееся с 2013 года в Нижневартовском регионе, в Оренбургской области и на месторождениях ООО «Лукойл -Западная



Сибирь», оказались неоднозначными: в одних случаях внедрение принесло некоторое повышение дебита скважин, тогда как в других результаты оказались противоположными.

К перечню факторов, с которыми связаны возможные риски реализации данного способа эксплуатации скважин, можно отнести значительное усложнение оборудования и снижение показателей надежности самой установки (за счет применения второго протектора и подпорной секции), ухудшение работы подпорной секции из-за поступления всего свободного газа из пласта на прием подпорного насоса (без сепарации газа на приеме подпорной секции при ОРД), увеличение потребляемой мощности для подъема пластового флюида, повышение вероятности образования эмульсии на приеме основного насоса, а также сложность размещения насосного агрегата увеличенной длины в скважинах с существующей геометрией ствола и некоторые другие.

### **3.1 Двухсторонняя установка электроцентробежного насоса при одновременно - раздельной добычи нефти**

При этом необходимо учитывать, что двухсторонние системы УЭЦН можно применять только при определенном соотношении характерных давлений. При использовании 2-УЭЦН для ОРД это забойные давления каждого продуктивного пласта, давления на приеме подпорной и основной секции насоса, давление нагнетания подпорной секции насоса. Поскольку фактически забоя для верхних продуктивных пластов нет, условимся в дальнейшем называть забойные давления «перфорационными».

При ОРЭ с помощью 2-УЭЦН перфорационное давление верхнего пласта ( $P_{\text{перф.в.}}$ ) должно быть не более, чем давление на выходе из подпорной секции 2-УЭЦН ( $P_{\text{нагн. подп.с.}}$ ), иначе верхний пласт не сможет подавать свою продукцию в скважину. С другой стороны, давление  $P_{\text{нагн. подп.с.}}$  должно быть больше давления на приеме этой подпорной секции ( $P$

пр.подп.с.), иначе смысла использовать эту секцию вообще нет. Следовательно, если  $P_{\text{пр.подп.с.}}$  будет близко по значению к  $P_{\text{перф.в.}}$ , использование дорогой и сложной системы 2-УЭЦН не будет оправдано.

В связи с тем, что при работе 2-УЭЦН используется однорядный лифт и продукция двух пластов смешивается при подъеме на дневную поверхность, вместо системы 2-УЭЦН во многих случаях вполне можно использовать обычную УЭЦН, на прием которой будет поступать как нефть верхнего, так и нефть нижнего продуктивного пласта. При этом давление на приеме УЭЦН будет несколько выше  $P_{\text{перф.в.}}$ , но ниже, чем  $P_{\text{перф.н.}}$  (перфорационного давления нижнего пласта). Подбор глубины подвески обычного варианта УЭЦН для работы в такой скважине по технологии ОРД с оптимальными значениями всех характерных давлений, обеспечивающих максимальный дебит, не представляет никаких сложностей.

Означает ли вышесказанное, что у системы 2-УЭЦН нет рациональных областей применения при ОРД? Конечно же, нет! В случае, когда  $P_{\text{перф.в.}}$  выше, чем  $P_{\text{перф.н.}}$ , такая система может быть очень эффективным вариантом для ОРД с помощью установок электроприводных центробежных насосов.

Для обеспечения эффективности подбора и применения системы 2-УЭЦН можно использовать программный комплекс «Автотехнолог», в который с 2013 года включен соответствующий блок.

### **3.2 Двухсторонняя установка электроцентробежного насоса при одновременно - раздельной закачки**

Использование «перевернутых» схем 2-УЭЦН для систем ОРЗ также связано с определенными рисками, хотя проблемы со свободным газом и с замером расхода насосных секций при работе на воде не возникают. Авторы статей (Калинин Е.М. – ООО «Лукойл-Инжиниринг»; Еникеев Р.М. и др. – ПАО АНК «Башнефть») обоснованно указывают на невозможность

регулирования расходов и давления при ОРЗ по разным объектам закачки, на высокую стоимость и недостаточную надежность сложного оборудования 2-УЭЦН.

Целесообразность применения «перевернутой» схемы 2-УЭЦН можно оценить, проанализировав распределение давлений по глубине скважины. Схема 2-УЭЦН взята из статьи «Опыт применения ОРЗ в ПАО «ЛУКОЙЛ». Проблемы и перспективы развития», «Инженерная практика» №6/2016. [22]

Синим цветом показаны давления в колонне НКТ (в патрубках до и после пакерных систем), красным цветом – давление в обсадной колонне (ОК) между пакерами.

Использование «перевернутой» системы 2-УЭЦН для ОРЗ можно считать целесообразным в случае значения  $\Delta P_{\text{макс.}}$  2,0 МПа и более (20 и более атм) и при разнице в приемистости пластов 50 и более м<sup>3</sup>/сутки.

Если различия в расходах и давлениях меньше указанных, то вместо дорогой 2-УЭЦН возможно применение обычной «перевернутой» схемы УЭЦН с двумя пакерами и штуцерами, обеспечивающими требуемые расходы и давления на объектах ОРЗ.



#### **4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЗАТРАТ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАННОЙ УСТАНОВКОЙ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА.**

Произведен расчет затрат на эксплуатацию модельной скважины, оборудованной установкой ЭЦН, в течение года. Расчет экономических показателей был произведен для двух случаев. В первом случае плотность добываемой смеси считали аддитивным свойством в соответствии с нормативным документом РД 39-30-598 и прогнозировали значение согласно аддитивному правилу. Во втором случае брали плотность смеси, определенную экспериментально.

1. Затраты на эксплуатацию установки ЭЦН в течение года определяются по формуле:

$$З_t = З_{\text{рем}} + З_{\text{мощ}} + К,$$

Где:  $З_{\text{рем}}$  – затраты на проведение ремонта, по смене скважинного оборудования, руб;

$К$  – капитальные затраты, связанные со стоимостью подземного оборудования, руб;

$З_{\text{мощ}}$  – затраты, связанные с платой за установленную мощность.

2. Капитальные затраты, связанные со стоимостью подземного оборудования, руб:

$$К = Ц_k * N_k + Ц_{\text{нкт}} * N_{\text{нкт}} + Ц_h + Ц_{\text{дв}}$$

где:

$Ц_k$  – цена погонного метра кабеля скважины, руб/м;

$N_k$  – длина кабеля скважины, м;

$Ц_{\text{нкт}}$  – цена погонного метра НКТ скважины, руб/м;

$N_{\text{нкт}}$  – длина НКТ скважины, м;

$Ц_h$  – цена насоса скважины, руб;

$Ц_{\text{дв}}$  – цена ПЭД скважины, руб;

3. Затраты на проведение ремонта, по смене скважинного оборудования, руб:

$$З_{рем} = C_{ч} * t * n$$

где  $C_{ч}$  - стоимость 1 часа ремонта, руб.;

$t$  – средняя продолжительность ремонта по смене ЭЦН

бригадой ПРС, ч.;

$n$  – количество ремонтов.

4. Затраты на потребляемую мощность:

$$З_{мощ} = N * C_n$$

Где:

$N$  – установленная мощность, кВт;

$C_n$  – стоимость установленной мощности за 1 кВт в год, руб.

#### 4.1. Расчет суммы затрат эксплуатации скважины

Таблица 3 – Результаты подбора оборудования для модельной скважины

Метод определения плотности	Расчет по правилу аддитивности	Экспериментальное определение
Глубина спуска УЭЦН (длина НКТ и кабеля)	2600	2650
Насос	ЭЦН5-100-2635	ЭЦН5-100-2860
ПЭД	ПЭДН 63-103	ПЭДН 70-103

Исходные данные для расчета затрат на эксплуатацию скважины, оборудованной УЭЦН, приведены в таблице 4. Расчеты были произведены для двух случаев. В первом случае расчет производился исходя из того, что плотность добываемой нефтяной смеси определяется по правилу аддитивности. Во втором случае расчет производился исходя из того, что плотность смеси определяется экспериментально.

Таблица 4 – Исходные данные для расчета затрат на эксплуатацию скважины, оборудованной УЭЦН.

Показатель	Значение
Средняя стоимость одного часа ремонта, руб	5500
Количество ПРС в год, шт:	2
Средняя продолжительность ремонта по смене ЭЦН бригадой ПРС, ч	55
Коэффициент эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, д. ед.	0,91
Стоимость ЭЦН, руб.: ЭЦН5-100-2635 ЭЦН5-100-2860	301030 320955
Стоимость ПЭД, руб.: ПЭДН 63-103 ПЭДН 70-103	132500 145200
Стоимость НКТ, руб./м	354

Стоимость кабеля, руб./м	122
Стоимость установленной мощности за 1 кВт в год, руб	2700

В первую очередь произведем расчет при условии, что плотность нефтяной смеси определялась по правилу аддитивности:

1. Капитальные затраты, связанные со стоимостью подземного оборудования определяем по формуле (4.2):

$$K=2600*354+2600*122+301030+132500=1671130 \text{ руб.}$$

2. Затраты на проведение ремонта, по смене скважинного оборудования определяем по формуле (4.3):

$$З_{рем}=5500*55*2=60500 \text{ руб.}$$

3. Затраты на потребляемую мощность определяем по формуле (4.4):

$$З_{мощ}=63*5000=315000 \text{ руб.}$$

4. Общие затраты определяем по формуле (4.1)

$$З_{т}=1671130+605000+315000=2591130 \text{ руб.}$$

Затем произведем расчет при условии, что плотность нефтяной смеси определялась экспериментально:

5. Капитальные затраты, связанные со стоимостью подземного оборудования определяем по формуле (4.2):

$$K=2650*354+2650*122+320955+145200=1727555$$

6. Затраты на проведение ремонта, по смене скважинного оборудования определяем по формуле (4.3):

$$З_{рем}=5500*55*2=605000 \text{ руб.}$$

7. Затраты на потребляемую мощность определяем по формуле (4.4):

$$З_{мощ}=70*5000=350000 \text{ руб.}$$

8. Общие затраты определяем по формуле (4.1):

$$З_{т}=1727555+605000+605000+350000 \text{ руб.}$$

9. Посчитаем разницу разн З между затратами, рассчитанными с



использованием правила аддитивности и экспериментальных данных.

$$З_{разн} = 2682555 - 2591130 = 91425 \text{ руб.}$$

### **Вывод**

Произведено сравнение затрат на эксплуатацию скважины, рассчитанных при использовании рекомендуемого нормативными документами правила аддитивности и экспериментальных данных. Затраты при использовании правила аддитивности составили 2591130 рублей, при использовании экспериментальных данных – 2682555 руб. Разница между этими затратами составляет 91425 руб. Стоит отметить, что это разница рассчитана только для одной скважины, в тоже время на месторождении одновременная добыча нефти из различных пропластков может производиться десятками скважинами.

Неучтенные таким образом затраты могут привести к существенным ошибкам при прогнозировании различных технико-экономических показателей на нефтегазодобывающем предприятии.

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ В ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПРИ ОБСЛУЖИВАНИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ**

Основными законодательными актами по охране труда в нашей стране являются Конституция России, Основы законодательства и другие, в этих документах отражены правовые вопросы охраны труда и здоровья трудящихся. На основании вышеперечисленных источников, а также исходя из соответствующих правил безопасности и норм производственной санитарии в данном проекте разработаны основные мероприятия по созданию безопасных условий работы операторов при обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН.

Всякая деятельность протекает из определенных мотивов и направлена на достижение конкретных целей. Жизнедеятельность – активное отношение человека к окружающему миру для целесообразного его преобразования. Абсолютно безопасной деятельности не существует. В среднем, ежегодно происходит около 500 тысяч пожаров, основными причинами этих негативных явлений являются:

- недостаточный уровень обучения и квалификации персонала;
- несоответствие технологических процессов современным требованиям безопасности;
- недостаточное оснащение производства системами очистки выбросов;
- устаревшее оборудование;

В данном разделе, описывается несколько мероприятий по улучшению охраны и условий труда, охраны окружающей среды, предложены возможные чрезвычайные ситуации и их предотвращение.

## **5.1 Производственная безопасность**

Производственная безопасность с теоретических позиций является составной частью научной дисциплины Безопасность жизнедеятельности, но при этом предметом изучения является трудовая (производственная) деятельность человека, а объектом изучения - безопасность трудовой (производственной) деятельности человека.

### **5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при обслуживании скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.**

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте. Поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами (зимой до  $-50^{\circ}\text{C}$ ) и высокой влажностью (летом до 100%) играют метеорологические факторы. При низкой (сверхдопустимых норм) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей в следствии интенсивной теплоотдачи организма, что сковывает движения. Это может послужить причиной несчастных случаев и аварий.

При длительном пребывании работающего в условиях низкой температуры и, следовательно, переохлаждении организма возможно возникновение различных острых и хронических заболеваний: воспаление

верхних дыхательных путей, ревматизм и другие. Результатами многократного воздействия низких температур являются пояснично-крестцовый радикулит и хроническое повреждение холодом (ознобление).

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре (до +50°C) возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары.

Рабочие должны быть обеспечены необходимой спецодеждой, соответствующей времени года (лето – роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых; зимой – шапка-ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы). Спецодежду следует носить в застегнутом виде, она не должна иметь свисающих концов.

При опасности попадания инородных тел, вредных жидкостей, паров, газа, раздражения глаз сильным световым излучением необходимо пользоваться соответствующими защитными очками.

В ходе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры (свище, щели по шву) вследствие внутренней коррозии или износа, превышения максимально допустимого давления, отказы или выходы из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Пары нефти и газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. При постоянном вдыхании нефтяного газа и паров нефти поражается центральная нервная система, снижается артериальное давление, становится реже пульс и дыхание, понижается температура тела. Особенно опасен сероводород – сильный яд, действующий на нервную систему. Он нарушает доставку тканям кислорода, раздражающе действует на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, вызывает острые и хронические заболевания, ПДК  $\text{H}_2\text{S}$  – 0,1 мг/м<sup>3</sup> (ГН 2.2.5.686-98).

Содержание нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК (углеводороды предельно С-С<sub>10</sub> в пересчете на С – 300 мг/м<sup>3</sup>. Во время ремонта скважин при наличии в воздухе рабочей зоны нефтяных паров и газов, превышающих ПДК, необходимо заглушить скважину жидкостью соответствующих параметров и качества. Работы в загазованной зоне должны проводиться в соответствующих противогазах.

Лица, допущенные к работам на объектах с возможным выделением сероводорода, должны иметь при себе исправные средства индивидуальной защиты (противогазы марки КД). Промышленные фильтрующие противогазы применяют в том случае, если в воздухе содержится не менее 18% объемных кислорода, а концентрация вредных газов не превышает 0,5% объемных.

Пропуск газа и нефтепродуктов через фланцевые соединения, сальники, задвижки и другие неплотности необходимо своевременно устранять.

При необходимости проведения ремонтных работ на трубопроводах находящихся под давлением, подлежащий ремонту участок необходимо отключить задвижками с установкой маркированных заглушек после снижения в нем давления до атмосферного.

Закрывать (открывать) запорную арматуру следует плавно, без рывков, пользуясь при необходимости специальным (штурвальным) ключом.

Некоторые производственные процессы сопровождаются значительным шумом и вибрацией. Источники интенсивного шума и вибрации - машины и механизмы с неуравновешенными вращающимися массами, а также технологические установки и аппараты, в которых движение газов и жидкостей происходит с большими скоростями и имеет пульсирующий характер. Современное развитие техники, оснащение предприятий мощными и быстродействующими машинами и механизмами приводит к тому, что человек постоянно подвергается воздействию шума все возрастающей интенсивности. Повышение уровня шума и вибрации на

рабочих местах оказывает вредное воздействие на организм человека. В результате длительного воздействия шума нарушается нормальная деятельность сердечно - сосудистой и нервной системы, пищеварительных и кроветворных органов, развивается профессиональная тугоухость, прогрессирование которой может привести к полной потере слуха.

Меры борьбы с шумом: замена шумных процессов бесшумными или менее шумными; улучшение качества изготовления и монтажа оборудования; укрытие источников шума; вывод работающих людей из сферы шума; применение индивидуальных защитных средств.

Производственная вибрация, характеризующаяся значительной амплитудой и продолжительностью действия, вызывает у работающих раздражительность, бессонницу, головную боль, ноющие боли в руках людей, имеющих дело с вибрирующим инструментом. При длительном воздействии вибрации перестраивается костная ткань: на рентгенограммах можно заметить полосы, похожие на следы перелома - участки наибольшего напряжения, где размягчается костная ткань. Возрастает проницаемость мелких кровеносных сосудов, нарушается нервная регуляция, изменяется чувствительность кожи. При работе с ручным механизированным инструментом может возникнуть акроасфиксия (симптом мертвых пальцев) - потеря чувствительности, побеление пальцев, кистей рук. При воздействии общей вибрации более выражены изменения со стороны центральной нервной системы: появляются головокружения, шум в ушах, ухудшение памяти, нарушение координации движений, вестибулярные расстройства, похудение.

### **5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при обслуживании скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.**

Основное условие безопасности при обслуживании нефтяных скважин – соблюдение трудовой и производственной дисциплины всеми работающими на них.

Монтаж и демонтаж узлов погружного агрегата, а также наземного электрооборудования УЭЦН, осмотр, ремонт и наладку его должен производить электротехнический персонал, знающий схемы применяемые станций управления, трансформаторов, подстанций погружных насосов (КТПН), конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

Наземное оборудование УЭЦН должно быть установлено в специальной будке или на открытой местности на расстоянии не менее 20 м от устья скважины.

При установке наземного оборудования в будке станция управления должна быть расположена так, чтобы при открытых дверцах обеспечивался свободный выход из будки.

При установке электрооборудования на открытой местности оно должно иметь ограждение и предупреждающий знак «Осторожно! Электрическое напряжение!».

Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а следовательно и вероятность несчастного случая.

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Кабель от устья скважины до станции управления должен быть проведен по специальным опорам высотой не менее 0,5 м от земли и расстоянием между ними не более 3 м. Прокладывать кабель со стороны



мостков и в местах, предназначенных для установки подъемного агрегата, запрещается.

На трассе кабеля должен быть установлен предупреждающий знак "Осторожно! Электрическое напряжение".

Прокладка, перекладка кабелей УЭЦН по эстакаде рядом с действующими кабелями, находящимися под напряжением, а также перекладка кабелей допускается в случае необходимости при выполнении следующих условий:

- Работу должны выполнять рабочие, имеющие опыт прокладки кабелей по наряду-допуску (распоряжению электротехнического персонала ЦБПО НПО под руководством лица с группой по электробезопасности не ниже V при напряжении выше 1000 В;
- Работать следует в диэлектрических перчатках, поверх которых для защиты от механических повреждений одеваются брезентовые рукавицы.

Корпуса станции управления, трансформатора (автотрансформатора), кабеленаматывателя, а также броня кабеля (и металлическая подставка для укладки излишек кабеля) должны быть заземлены подсоединением к заземляющему контуру. ГОСТ 12.1.030-81

В качестве заземлителя должен быть использован кондуктор или техническая колонна скважины.

Заземляющий проводник должен быть стальным, сечением не менее 48 кв. мм, привариваться к кондуктору (технической колонне) не менее чем в двух местах и заглубляться в землю не менее чем на 0,5 м.

Все открытые движущиеся части механизмов кабеленаматывателя могут служить причиной травмирования и поэтому должны иметь

ограждения. Выступающие и вращающиеся детали должны быть закрыты по всей окружности вращения сплошными кожухами. ГОСТ 12.2.003-91

Перед пуском механизмов в работу необходимо проверить их исправность. Пускать в работу механизмы следует, только убедившись, что у движущихся частей нет людей. И только после подачи предупредительного знака (сигнала).

Во время работы механизма запрещается:

- производить ремонт их или крепление каких-либо частей;
- чистить и смазывать движущиеся части вручную;
- снимать ограждения или отдельные их части и проникать за ограждения;
- переходить через приводные ремни, цепей или под ними;
- направлять, надевать, сбрасывать, натягивать или ослаблять ременные передачи;
- находится в опасной зоне.

Намотка и размотка кабеля на барабан кабеленаматывателя должна быть механизирована, поэтому производить намотку (размотку) кабеля вручную, а также тормозить барабан руками, доской или трубой запрещается. Конструкция пульта управления кабеленаматывателя должна исключать случайное или самопроизвольное его включение. При управлении кабеленаматывателем с устья скважины его реверсивный переключатель должен быть во взрывозащищенном исполнении

Основным нормативным документом, используемым для избегания травм, нанесенных движущимися машинами и механизмами, является ГОСТ.

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте. В соответствии с Федеральным Законом

от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» оценка пожарного риска на производственном объекте предусматривает: анализ пожарной опасности производственного объекта; определение частоты реализации пожароопасных аварийных ситуаций на производственном объекте; построение полей опасных факторов пожара для различных сценариев его развития; оценку последствий воздействия опасных факторов пожара на людей для различных сценариев его развития; расчет пожарного риска.

Анализ пожарной опасности любого объекта или производства является важным элементом системы организационных мероприятий и включает в себя следующие направления: определение наличия сгораемых веществ и материалов, обращающихся в процессе производства; определение их взрывопожарной опасности; определение наличия потенциальных источников зажигания и их зажигательной способности; моделирование ситуаций, при которых возможен аварийный режим работы технологического оборудования (установок, устройств, аппаратов, оборудования), в том числе и от неверных действий обслуживающего персонала; выявление наиболее взрывопожароопасных помещений, зданий и сооружений с точки зрения наличия сгораемых материалов и потенциальных источников зажигания; моделирование развития возможного пожара в здании или помещении, направления распространения огня и дыма, действий рабочих и служащих по сигналу пожарной тревоги; анализ достаточности и полноты выполнения мероприятий технической (конструктивной) защиты зданий, сооружений и технологических процессов предприятия; определение необходимого количества первичных средств пожаротушения, необходимости устройства автоматических систем (комплексов) пожарной сигнализации и пожаротушения, исходя из расчета возможного максимального ущерба от смоделированного пожара на предприятии и

требований нормативных технических документов по пожарной безопасности; определение наличия и достаточности для целей пожаротушения ближайших к предприятию водяных источников для установки пожарной техники. Необходимость устройства внутреннего противопожарного водопровода; расчет необходимых сил и средств для ликвидации возможных пожаров на предприятии, исходя из удаленности городской пожарной части от предприятия.

Установленный противопожарный режим на энергетическом предприятии является обязательным для персонала подрядных, ремонтных, строительно-монтажных и наладочных организаций и должен строго выполняться, за что должностные лица этих организаций несут персональную ответственность.

Меры и контроль за пожарной безопасностью на ремонтных и строительных площадках, а также при монтажных и наладочных работах определяется руководством энергетического предприятия (цеха) совместно с организацией, проводящей эти работы.

Площадки должны быть выгорожены и на них установлены необходимые знаки безопасности по действующему стандарту.

При ремонтных работах для обмывки и обезжиривания деталей технологического оборудования, обмоток генераторов и электродвигателей должны применяться пожаробезопасные моющие средства.

В исключительных случаях, при невозможности по техническим причинам использовать пожаробезопасные моющие средства, допускается применение горючих жидкостей (растворителей, бензина и др.) в количествах, требуемых для разового использования, но не более 1 л. При этом следует применять только закрытую тару из небьющегося материала.

Во время ремонтных работ должны выполняться следующие мероприятия: обеспечены свободные проходы и проезды, пути эвакуации, а также подходы к средствам пожаротушения; сварочные и другие

огнеопасные работы проводятся только на том оборудовании, которое нельзя вынести на постоянный сварочный пост; пролитое масло и другие жидкости следует немедленно убирать; промасленные обтирочные материалы надо складывать в закрытые железные ящики, которые после окончания работы следует выносить (вывозить) из помещения для утилизации.

Основные способы пожаротушения:

- охлаждение очага горения или горящего материала ниже определенных температур;
- изоляция очага горения от воздуха или снижение концентрации кислорода в воздухе путем разбавления негорючими газами;
- механический срыв пламени сильной струей воды или газа; торможение (ингибирование) скорости реакции окисления;
- создание условий огнепреграждения, при которых пламя распространяется через узкие каналы, сечение которых ниже установленного диаметра.

К средствам тушения относятся огнетушащие вещества и составы. В качестве средств тушения используют воду, пены (воздушно-механические различной кратности и химические), представляющие собой коллоидные системы, состоящие из пузырьков воздуха или диоксида углерода; инертные газовые разбавители (диоксид углерода, азот, аргон, водяной пар, дымовые газы), гомогеновые ингибиторы.

При обслуживании и ремонте скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов возникает пожарная опасность, для предотвращения которой существуют требования пожарной безопасности. Их соблюдение является обязательной обязанностью всех сотрудников, за чем ведется строгий контроль, для исключения возникновения пожаров и взрывов.

## 5.2 Экологическая безопасность

При выполнении всех работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Организация, выполняющая работы, несёт ответственность за соблюдением проектных решений, связанных с охраной окружающей среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

Движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом производства работ, запрещается.

Мероприятия по предотвращению эрозии почв, оврагообразования, а также защитные противообвальные и противооползневые мероприятия должны выполняться в строгом соответствии с проектными решениями.

При выборе методов и средств механизации для производства работ следует соблюдать условия, обеспечивающие получение минимума отходов при выполнении технологических процессов (превращение древесных отходов в промышленную щепу, многократное использование воды при очистке полости и гидравлических испытаниях трубопровода и т. д.).

Не допускается сливать в реки, озёра и другие водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки.

Природоохранные мероприятия:

Для снижения воздействия на окружающую среду и затрат на их возмещение необходимо выполнение следующих мероприятий:

1. Использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, хозяйственных и производственных отходов;

2. Оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники;

3. Строгое соблюдение правил работы в водоохраной зоне.

4. Озеленение водоохраных зон;

5. Ликвидация отходов производства и хозяйственных отходов на местах работы ремонтной бригады;

6. Соблюдение правил пожарной безопасности в бесснежный период времени.

Таблица 5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	1. Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и др. земель. 2. Засорение почвы производственными отходами и мусором. 3. Создание выемок и неровностей, усиление эрозийной опасности, уничтожение растительности.	1. При обработке запланированного объема работ производится временное отчуждение земель.  2. Применение технологического процесса и видов транспортных средств с минимальным влиянием на окружающую среду.  3. Запрещается проведение земляных и иных работ, нарушающих почвенный слой.
Лес и лесные ресурсы	1. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. 2. Лесные пожары.	1. В пределах водоохраных зон запрещена вырубка леса  2. Запрещается разведение костров рядом с лесным массивом.
Вода и водные ресурсы	1. Загрязнение мусором.	1. В водоохраных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторно-вездеходной техники,

		земляные работы.
Животный мир	1.Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и др. представителей животного мира, случайное уничтожение. 2.Браконьерство	1. Охота на дичь и рыбная ловля разрешена только лицам, имеющим на это право, с соблюдением сроков и правил охоты и рыбной ловли.  2. Предусматривается ограничение количества переездов через ручьи и овраги с целью минимизации производства работ в пойменных местах.

### 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В рабочей зоне вероятны взрывы, пожары, отключение электроэнергии. Одной из наиболее частых аварий является взрыв. При выборе электрооборудования для объектов добычи нефти и газа необходимо учитывать специфические условия работы электрических установок, связанных с наличием взрывоопасных газов и паров. К взрывоопасным относятся смеси с воздухом горючих газов и паров горючих жидкостей с температурой вспышки 45°C и ниже, а также горючей пыли или волокон с нижним пределом взрываемости не выше 65 г/см<sup>3</sup>.

В зависимости от температуры самовоспламенения устанавливаются 6 групп взрывоопасных смесей: (ГОСТ 12.1.011-78).

Таблица 6 – Группа взрывоопасных смесей

Группа взрывоопасной смеси	Температура самовоспламенения, °C
T1	Свыше 450
T2	300 до 450 включительно
T3	200 до 300
T4	135 до 200
T5	100 до 135
T6	85 до 100

В случае возникновения аварийной ситуации, связанной с повышением содержания сероводорода в воздухе, необходимо:



- немедленно одеть противогаз;
- прекратить все работы в опасной зоне;
- сообщать об этом ответственному руководителю работ;
- обозначить опасную зону предупреждающими знаками;
- дальнейшие работы производить по плану ликвидации возможных аварий.

При аварии рабочие обязаны действовать в соответствии с планом ликвидации аварий; сообщить о происшедшей аварии диспетчеру, вывести людей из помещения или опасной зоны и при необходимости, в целях предупреждения осложнений, отключить технологическое оборудование.

При возникновении пожара необходимо немедленно вызвать пожарную охрану и приступить к тушению огня имеющимися на объекте противопожарными средствами.

При несчастном случае необходимо оказать пострадавшему доврачебную помощь, вызвать, если необходимо скорую медицинскую помощь, сообщать о происшедшем руководителю работ или начальнику цеха и по возможности сохранить обстановку на рабочем месте такой, какой она была в момент несчастного случая.

В случае возникновения аварийной ситуации смена, в которой возникла авария, не сдает смену до ликвидации аварии. Принимающая смена включается в работу по ликвидации аварии.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, сводятся к следующим:

- осмотр и испытание установки, оборудования, механизмов;
- использование ослабленных элементов и устройств для механизации опасности;
- применение средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях работающих;

- автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести из опасных зон, осуществление контроля за показаниями приборов и дистанционные управления;
- учитывать розу ветров. Нельзя допускать возможность попадания опасных по взрыву и пожару смесей в огнедействующие установки;

#### 5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 7.

Таблица 7 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ, связанных с обслуживанием скважин, оборудованных УЭЦН

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003. – 74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Монтаж (демонтаж) погружного агрегата УЭЦН и его обслуживание  2. Ремонтные работы	1. Неудовлетворительные климатические условия на открытом воздухе; 2. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Повышенная загазованность.	1. Опасность механических повреждений; 2. Пожарная опасность и электроопасность.	1) ГОСТ 12.1.005–88 Общие санитарно гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. 2) ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Система стандартов безопасности труда. 3) ГОСТ 12.2.003–91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности. 4) ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. 5) ГОСТ 12.1.003- 83 Шум. Общие требования безопасности. 6) ФЗ № 197 от 29.06.2015 «Трудовой кодекс». 7) ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

По правовому уровню документы, регулирующие вопросы безопасности труда можно подразделить на законодательные акты, нормативные правовые акты и иные нормативные документы по охране труда федеральных органов законодательной и исполнительной власти Российской Федерации, а также ее субъектов.

Наиболее важными задачами управления безопасностью труда являются: создание системы законодательных и нормативных правовых актов в области безопасности труда; надзор и контроль за соблюдением законодательных и нормативных правовых актов; оценка и анализ условий и безопасности труда, заключающийся в аттестации рабочих мест по условиям труда, сертификации производств на соответствие требованиям охраны труда; анализ состояния травматизма и заболеваемости, расследование и учет несчастных случаев на производстве; обучение и инструктирование работающих правилам и требованиям безопасности; разработка мероприятий по улучшению условий труда и обеспечению норм и правил безопасности труда.

Ответственность работодателя и должностных лиц за нарушение законодательных и правовых нормативных актов по безопасности труда определена в Федеральном законе «Об основах охраны труда в Российской Федерации», Трудовом кодексе РФ, а также Кодексе об административных правонарушениях и Уголовном кодексе.

За нарушения работодатель и должностные лица могут быть привлечены к дисциплинарной, административной, материальной и уголовной ответственности в порядке, определенном законодательством Российской Федерации и субъектов РФ

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) нашли достаточно широкое применение для добычи нефти из скважин с большим дебитом, поэтому особой сложности при подборке под высокую производительность насосов и электродвигателей не происходит. Основное преимущество УЭЦН заключается в возможности подбора установки и выборе более эффективной технологии добычи нефти и широком спектре сложных факторов скважинных характеристик.

Так как большая добыча нефти происходит именно с использованием УЭЦН, повышение энергоэффективности оборудования данной установки остается главной задачей компаний работающих в этом направлении, а именно уменьшение количества потребления энергии но сохранение всех технологических процессов, за счет модернизации оборудования, оптимизации функциональных характеристик и режимов работ.

В данной работе были рассмотрены материалы исследований крупных нефтяных предприятий, в которых было установлено современные энергоэффективные установки электроцентробежного насоса. Произведено сравнение его результатов эксплуатации, стоимости владения, затрат на приобретение, с серийным оборудованием а также с насосом непрерывной двойной подачи.

В основной части данной работы изучен вопрос о повышении эффективности эксплуатации установки электроцентробежного насоса путем внедрения системы ОРЭ с двумя УЭЦН и отдельным лифтом на ПАО «Лукойл» Южно-Хыльчюсского месторождения и описан положительный опыт ее внедрения, а также применение различных станций управления установками.

Важной частью выпускной квалификационной работы является финансовый менеджмент с расчетами экономической эффективности от оптимизации скважин, оборудованных УЭЦН. Произведено исследование экологичности и безопасности проводимых работ.

Проанализировав весь материал в данной работе можно сделать вывод, что повышение энергоэффективности установок с применением нового оборудования, его усовершенствования и в целом применение энергоэффективных установок электроцентробежных насосов целесообразно, так как данные установки снижают затраты на электроэнергию, повышают производительность скважин и экономически эффективны за срок эксплуатации. Но к сожалению при переходе на эксплуатацию энергоэффективного оборудования существуют недостатки, такие как значительные затраты на переоснащение фонда и закупку нового оборудования. Множество влияющих факторов ставит под сомнение современные предприятия добывающие нефть в экономии мероприятий энергосбережения, так как для этого необходимы капитальные вложения. Также сложно сделать оценку надежности современного энергоэффективного оборудования, по каким либо сторонним анализам и отзывам без испытаний его на собственном производстве.

## Обзор литературы

В ходе работы над дипломным проектом были рассмотрены несколько источников по теме: Анализ эффективности эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов.

На сайте: <http://www.borets.ru> была рассмотрена тема: Новые разработки оборудования для скважин с высоким газовым фактором.

Журнал "Инженерная практика", №4 <http://www.borets.ru>

Высоконадежное оборудование для работы в осложненных условиях.

Сафиуллин Р.Р., Матвеев Ю.Г., Бурцев Е.А. Анализ работы установок электроцентробежных насосов и технические методы повышения их надежности – Уфа: издательство УГНТУ, 2011.

Российская библиотека научных журналов <http://naukarus.com/>

- 1.Повышениеэффективности эксплуатации УЭЦН путем применения мультифазного насоса.
- 2.Эксплуатация скважин, оборудованных высокопроизводительными УЭЦН с газосепараторами.